



Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain

Hristiyan Kanchev

► To cite this version:

Hristiyan Kanchev. Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain. Energie électrique. Ecole Centrale de Lille, 2014. Français. <NNT : 2014ECLI0001>. <tel-01159506>

HAL Id: tel-01159506

<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01159506>

Submitted on 3 Jun 2015

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

N° d'ordre : 238

ECOLE CENTRALE DE LILLE

THESE

Présentée en vue
d'obtenir le grade de

DOCTEUR

en

Spécialité : Génie Electrique

par

Hristiyan KANCHEV

**DOCTORAT DELIVRE SIMULTANEMENT PAR L'ECOLE CENTRALE DE LILLE ET
L'UNIVERSITE TECHNIQUE DE SOFIA DANS LE CADRE D'UNE COTUTELLE
INTERNATIONALE DE THESE**

Titre de la thèse :

**Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable :
Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement
d'un micro réseau électrique urbain**

Soutenue le 24 janvier 2014 devant le jury d'examen :

Président	<i>Ivan YATCHEV, Professeur, Université Technique de Sofia</i>
Rapporteur	<i>Bruno SARENI, Professeur, INPT-ENSEEIH, Laboratoire LAPLACE</i>
Rapporteur	<i>Nikola MIHAILOV, Professeur, "Angel Kanchev" Université de Rousse</i>
Examineur	<i>Seddik BACHA, Professeur, Université Joseph Fourier, G2ELAB</i>
Co-directeur de thèse	<i>Bruno FRANCOIS, Professeur, Ecole Centrale de Lille, Laboratoire L2EP</i>
Co-directeur de thèse	<i>Vladimir LAZAROV, Professeur, Université Technique de Sofia</i>

Thèse préparée dans le Laboratoire L2EP (EA2697) à l'Ecole Centrale de Lille
et à l'Université Technique de Sofia
Ecole Doctorale SPI 072 (EC Lille)

PRES Université Lille Nord-de-France

Remerciements

Les travaux de recherche, présentés dans cette thèse ont été effectués à l'Ecole Centrale de Lille, au Laboratoire d'Électrotechnique et Electronique de Puissance de Lille (L2EP) et à l'Université Technique de Sofia.

Tout d'abord, je tiens à remercier mes directeurs de thèse : Bruno FRANCOIS, professeur à l'Ecole Centrale de Lille et Vladimir LAZAROV, professeur à l'Université Technique de Sofia. Je les remercie tout d'abord pour l'accord d'effectuer ce projet de thèse et pour les précieuses guidances, conseils, orientations et directions, pour l'aide tout au long de mon travail. Je tiens à les remercier aussi pour leur patience durant la rédaction et finalisation de ce mémoire de thèse.

Je remercie ma famille pour le soutien, l'encouragement, les conseils et l'aide tout au long des années, qui ont résulté dans mes études, dans la préparation de cette thèse de doctorat et mes travaux.

Je remercie TOUS mes collègues et amis, doctorants et enseignants à l'Ecole Centrale de Lille et à L2EP. Si je mentionne tous ceux qui méritent mes remerciements, cela serait une liste assez longue. C'est pourquoi je ne vais citer que la plupart ici, mais je suis et je serai toujours également reconnaissant à tous qui ne sont pas mentionnés dans ces pages: François GRUSON, Xavier MARGUERON, Nicolas BRACIKOVSKI, Amir AHMIDI, Ye WANG, Dan ILEA, Patricio LA DELFA, Gautier DELILLE, Sophie FERNANDEZ, Aymen AMMAR, Alexandru Claudiu BERBECEA, Ramzi BEN AYED, Mathieu ROSSI, Nicolas ALLALI, Adrian Augustin POP, Jinlin GONG, Dimitri SAMARKANOV, Vera ELISTAROVA, Pierre RAULT, Mathias FAKAM, Martin CANTEGREL et Antoine PIERQUIN. Je les remercie pour l'accueil au sein du laboratoire, pour la collaboration, les conseils et pour le temps passé ensemble.

Je remercie également à tous mes collègues et amis de l'Université Technique de Sofia : Zahari ZARKOV, Ludmil STOYANOV, Valentin MILENOV, Valentina VALOVA, Magdalena STANKOVA, Emil RACHEV, Rad STANEV, Kamelia NIKOLOVA, Teodora TERENCEVA, Dimitar PAVLOV et également à tout le monde que j'ai raté à mentionner ici. Je remercie énormément à tous mes professeurs de l'Université Technique de Sofia pour ma formation, pour l'ambiance et la collaboration durant mes études doctorales.

Je remercie aussi à tous les chercheurs, post-docs et doctorants qui travaillaient avec moi sur la plate-forme « Energies réparties » à l'ENSAM-Lille : Frédéric COLAS, Hicham FAKHAM, Rijaniana NJAKASOA-ANDRIAMALALA, Firas ALKHALIL, Karim BEDDEK, Basel ASLAN, Alexandru-Paul SANDULESCU, Ivan-Mauricio GARCIAHERREROS et Rindra RAMAROTAFIKA pour la collaboration et l'ambiance. Ceci m'a permis de bien préparer et effectuer mes études expérimentales dans un milieu inoubliable de collaboration et amitié.

Table des matières

Introduction générale.....	9
Chapitre 1 Etat de l'art sur les énergies renouvelables dans les réseaux électriques	13
1.1. Introduction, orientation stratégique et conséquences	15
1.2. Les générateurs d'énergie renouvelable.....	17
1.2.1. L'énergie hydroélectrique	17
1.2.2. Les éoliennes	18
1.2.3. Les générateurs photovoltaïques.....	20
1.2.4. La biomasse	23
1.2.5. La géothermie.....	23
1.3. Les générateurs d'énergie non-renouvelable	24
1.3.1. Générateurs thermiques	24
1.3.2. Les piles à combustible.....	24
1.4. La production d'électricité décentralisée	25
1.5. Architecture des systèmes électriques.....	27
1.5.1 Fonctionnement.....	27
1.5.2. Les réseaux de transport	28
1.5.3. Les réseaux de distribution	28
1.5.4. Supervision des réseaux	29
1.6. Vers un réseau intelligent (Smart Grid)	30
1.7. Etat de l'art sur les micro-réseaux et leurs applications dans les quartiers durables.....	32
1.7.1. Eco quartiers et micro-réseaux électriques	32
1.7.2. L'île de Kythnos – Grèce [Mit 06].....	35
1.7.3. Le village de Bronsbergen, Pays-Bas	36
1.7.4. Site expérimental du General Electric.....	36
1.7.5. Les sites expérimentaux au Japon	37
1.8. Conclusion et positionnement des travaux	38
Chapitre 2 La gestion des micro-réseaux et les nouvelles technologies à exploiter.....	41
2.1. Introduction	43
2.2. Générateur actif	43
2.2.1. Limites et évolutions rendues nécessaires	43

2.2.2. Structures d'un générateur hybride multisource	44
2.2.3. Contrôle hiérarchique du générateur actif	45
2.2.4. Organisation modifiée de la commande de la chaîne de conversion PV	49
2.3. Suivi du point de puissance maximale d'une installation PV	51
2.3.1. Caractéristique technologique d'un panneau et contraintes	51
2.3.2. La méthode de perturbation et observation (P&O)	52
2.3.3. La méthode de tension de circuit ouvert (Open circuit voltage)	53
2.3.4. La méthode de la conductance incrémentale	53
2.4. Superviseur flou pour le suivi du point de puissance maximale et la limitation de puissance	53
2.4.1. Principe	53
2.4.2. Description du modèle de simulation	58
2.4.3. Résultat du suivi du point de puissance maximale	64
2.4.4. Résultat de la limitation de puissance	67
2.5. Micro-turbine à gaz.....	68
2.5.1. Généralités	68
2.5.2. Modélisation et contrôle d'une micro turbine à gaz.....	70
2.5.3. Modèle approximatif du premier ordre	76
2.5.4. Caractérisation du rendement.....	77
2.5.5. Estimation des gaz d'échappement de la micro turbine.....	78
2.5.6. Estimation de la consommation de gaz.....	81
2.5.7. Estimation des émissions de dioxyde de carbone	81
2.5.8. GIC du modèle	82
2.5.9. Validation du modèle simplifié par simulations.....	83
2.6. Gestion d'un micro-réseau	85
2.6.1. Organisation de la gestion des réseaux électriques	85
2.6.2 Principales fonctions et situation des innovations développées	86
2.6.3 Spécificités des contrôleurs locaux de la production distribuée.....	89
2.6.4 Fondamentaux sur l'équilibrage des puissances.....	90
2.7. Gestion des charges	92
2.8. Conclusion	93
Chapitre 3 Optimisation de la planification opérationnelle d'un micro-réseau.....	95
3.1. Introduction	97
3.2. Etat de l'art sur les techniques d'optimisation appliquées à la planification opérationnelle.....	98
3.2.1. Le Problème d'Engagement des Unités	98
3.2.2. Les différents problèmes d'optimisation.....	99
3.2.3 Situation des différentes méthodes de résolution du PEU.....	100
3.3 Formulation mathématique spécifique pour un micro réseau électrique ..	101
3.4. Optimisation par programmation dynamique	104
3.4.1 Principe général	104

3.4.2 Etat de l'art dans le domaine de la gestion des flux d'électricité.....	105
3.4.3 Formulation générale d'un problème de programmation dynamique ..	107
3.4.4. Programmation dynamique incrémentale (incremental dynamic programming).....	108
3.5. Application à la résolution du problème déterministe d'engagement des unités	111
3.5.1 Formulation du problème d'optimisation pour de la production à partir de turbines à gaz.....	111
3.5.2 Minimisation du coût de fonctionnement	114
3.5.3 Minimisation des émissions polluantes d'un micro réseau alimenté par des micro turbines à gaz et des générateurs actifs photovoltaïques	116
3.5.4. Prise en compte de la production issue des générateurs actifs	118
3.5.5 Résolution par programmation dynamique	122
3.6. Ajustement infra-horaire des références de puissance pour réduire l'incertitude	125
3.7. Conclusion	128
Chapitre 4 Application à un micro réseau urbain et expérimentations.....	129
4.1. Introduction	131
4.2. Présentation du micro réseau urbain étudié	131
4.3 Moyens expérimentaux mis en œuvre.....	133
4.3.1 Méthodologie expérimentale par simulations temps réel.....	133
4.3.2 La plate-forme "Energies réparties" du L2EP	134
4.3.3. Mise en œuvre expérimentale	136
4.4. Validation expérimentale de la planification 24h à l'avance.....	137
4.4.1. Objectifs	137
4.4.2. Protocole expérimental de validations par HIL	137
4.4.3. Stratégie sans optimisation de la planification opérationnelle.....	139
4.4.4. Impact du raccordement de la production PV	145
4.4.5. Optimisations de la planification opérationnelle sans producteur PV ..	149
4.4.6 Intégration d'un générateur actif dans le système électrique	159
4.4.7. Synthèse des résultats sur la planification en J-1	170
4.5. Evaluation expérimentale de l'ajustement.....	171
4.5.1. Contexte et scénario étudié	171
4.5.2. Résultats obtenus par simulation en temps réel	173
4.5.2.1 Scénario 1. Etats de charge des batteries suffisant	173
4.6. Expérimentations temps réel avec un générateur actif PV	174
4.6.1. Objectif et présentation des équipements expérimentaux.....	174
4.6.2. Compensation du manque de puissance PV par l'énergie stockée dans les batteries	176
4.6.3. Compensation du manque de puissance PV par modification de la référence de puissance de la micro-turbine à gaz	176

4.7. Conclusion	177
Conclusion générale	179
Bibliographie	183
ANNEXES	195

Introduction générale

Les systèmes électriques dans la plupart des pays développés sont en train de subir d'importants changements. Ces changements sont le résultat de la libéralisation du marché de l'électricité et de l'augmentation des énergies renouvelables dans le mix énergétique [Gel 09]. La topologie du système électrique n'a pas changé depuis sa création au début du XXème siècle. A cette époque, une architecture centralisée était mise en œuvre : l'électricité étant produite dans des centrales électriques de très haute puissance, transportée entre régions par des réseaux de très grande tension et distribuée aux consommateurs par des réseaux de basse tension. Cette architecture centralisée était celle qui répondait le mieux aux contraintes de cette époque, elle garantissait aussi un développement rapide du réseau et une bonne qualité de fourniture. Ainsi, la plupart des pays dispose d'un système électrique plutôt centralisé et « verticalement intégré ». Cependant, depuis ces dernières années, ce système commence à être remis en question afin de permettre une large libéralisation du marché de l'électricité et augmentation de la part des générateurs d'électricité à base d'énergies renouvelables tout en maintenant constante la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs.

Une évolution du système électrique rendue nécessaire par les politiques énergétiques volontaristes

Ces dernières décennies, l'humanité a commencé à s'intéresser à la problématique du changement climatique et la plupart des états ont adopté des résolutions visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et en général des gaz polluants (comme le protocole de Kyoto, la stratégie « Europe 20-20-20 » et d'autres). Cela va résulter en une encore plus grande augmentation de la production décentralisée d'électricité. Ces derniers producteurs peuvent être désignés sous le terme de génération d'électricité décentralisée. La production à base d'EnR a toujours existé dans les réseaux de distribution, mais sa présence n'a jamais été d'une ampleur significative pour avoir un impact sur le fonctionnement du réseau. Aujourd'hui la situation commence à changer car la production d'électricité décentralisée augmente d'année en année [Obs 11]. Au-delà d'une « masse critique » cela peut avoir des conséquences négatives pour les réseaux et pour les consommateurs avec des :

- Impacts sur les niveaux de tension,
- Impacts sur la fréquence du réseau,
- Impacts sur le fonctionnement des protections dues à la modification des transits de puissance,
- Impacts sur la stabilité des réseaux et sur les temps d'élimination de défauts.

Le caractère stochastique, parfois peu prévisible et surtout non-pilotable des générateurs à base d'énergies renouvelables renforcent encore plus ces impacts. Les systèmes de réglage déjà en place ne sont plus suffisants, car leur fonctionnement n'est pas adapté à faire face à la dynamique et aux besoins additionnels de puissance. Afin de limiter les conséquences dommageables pour la sûreté des réseaux, les opérateurs du réseau de distribution imposent souvent des contraintes techniques pour tout nouveau raccordement. Cela a pour conséquence de limiter le taux de pénétration de la production décentralisée. Donc, il est important de rechercher des solutions permettant de résoudre ce problème et favoriser l'insertion de

production décentralisée, tout en préservant la sûreté du système électrique, garantissant la continuité de service et de fourniture de l'énergie électrique.

Les voies exploratoires

Les solutions à envisager conduisent obligatoirement à repenser le système actuel des réseaux historiquement conçus sur une gestion unidirectionnelle de l'amont (grandes centrales de productions raccordées sur le réseau de transport de haute tension) vers l'aval (la consommation raccordées en basse tension sur le réseau de distribution). Etant donné que la production décentralisée se trouve dispersée au sein des différents réseaux, une gestion systématique intégrée à plusieurs parties prenantes du système électrique et bidirectionnelle est rendue nécessaire. Les parties prenantes ou acteurs concernés sont :

- les systèmes de production d'énergies conventionnelles et renouvelables raccordés directement sur les réseaux de distribution et de transport,
- les systèmes locaux qui correspondent à des charges industrielles pilotables (dispatchables), à l'habitat résidentiel, tertiaire ou collectif comprenant de la charge délestable mais aussi des générateurs à base d'EnR intégrés, des systèmes de stockage et des véhicules électriques,
- les systèmes de réglage des réseaux de distribution et de transport, pilotés par les centres de conduite (dispatching national et régional pour le transport, Agence de conduite régionale pour la distribution).

Cette nouvelle organisation de la gestion passe par une nouvelle architecture utilisant :

- les flux d'information et d'énergies bidirectionnels qui doivent être gérés entre les trois acteurs du système,
- les énergies renouvelables intermittentes et les nouveaux usages électriques qui doivent être intégrés,
- la production et la consommation qui doivent être flexibles pour permettre la conduite du système électrique dans son intégralité.

Situation, méthodologie scientifique suivie et portée des travaux réalisés

Dans le cadre de ma thèse, une architecture basée sur un micro réseau a été considérée pour alimenter un quartier résidentiel. Mes travaux s'inscrivent dans la continuité de ceux initiés par Di LU [Lu 10] qui avait développé un générateur PV actif permettant de coordonner une production domestique PV et du stockage dans le but de satisfaire des références en puissance envoyée par le gestionnaire du réseau de quartier. Mes travaux se sont concentrés sur le développement d'une interactivité entre la production PV dispersée (partiellement contrôlable), des turbines à gaz (cogénération) et le gestionnaire du micro réseau de manière à répondre aux objectifs liés au réseau électrique incluant l'ensemble de ses constituants.

Actuellement, les moyens de production ont été conçus pour suivre une logique d'optimisation qui leur est propre (tel que la maximisation de leur productible) qui est bien différente d'une démarche d'optimisation plus globale du système électrique pour lequel les objectifs d'optimisation du réseau électrique peuvent être la minimisation économique des coûts d'investissement, de fonctionnement, de renforcement, ... Les objectifs que j'ai considérés sont l'augmentation de l'efficacité énergétique du micro-réseau et la diminution des émissions de CO₂ par l'accroissement de la production PV dans ce mix énergétique local mais également par une exploitation optimale des turbines à gaz ; le tout en garantissant le fonctionnement et la stabilité du réseau électrique. Cette garantie passe par la satisfaction de l'Equilibre Offre Demande (EOD). L'ambition est une meilleure utilisation des capacités de

production (l'Offre) face à l'accroissement des nouvelles utilisations de l'électricité (la Demande : véhicules électriques ...) mais également le développement d'une gestion énergétique évolutive permettant l'accueil continu de nouveaux moyens de production.

La méthode développée vise à prédéterminer le profil de production des générateurs de manière à réaliser une optimisation globale d'une fonction objective pour le réseau électrique puis, à ajuster les points de fonctionnement au cours de la journée afin de prendre en compte les écarts rencontrés. Mes contributions concernent la conception d'une planification opérationnelle des moyens de production (gestion long terme) à partir de prédictions de la charge et de la production PV en utilisant une programmation dynamique adaptée. Puis, en utilisant un réseau de communication, un algorithme d'ajustement (gestion moyen terme) a été conçu et exécuté toutes les ½ heures de manière à prendre les déviations par rapport aux prédictions. Plusieurs solutions pouvant exister, l'utilisation de ces outils va permettre de rechercher des solutions optimales pour le système électrique afin de :

- Maximiser la production des sources renouvelables selon leur disponibilité mais aussi leur durée d'utilisation au sein du système électrique,
- Minimiser le coût de l'énergie produite au sein du micro-réseau,
- Minimiser les quantités de CO₂ équivalent émises par les générateurs conventionnels,

Présentation du mémoire

Ce rapport se décompose en quatre chapitres.

Le premier présente les principes généraux de la production d'électricité à base d'énergie renouvelable et non renouvelable, rappelle le fonctionnement actuel des réseaux électriques pour situer les enjeux et innovations attendues dans les futurs réseaux dits intelligents. Quelques exemples de projets démonstrateurs concernant les micro-réseaux urbains sont ensuite exposés qui permettent, dans la conclusion de positionner les travaux développés.

Le second chapitre traite spécifiquement d'un générateur PV actif et de micro turbines à gaz, leur principe est détaillé, caractérisé et modélisé en vue d'une utilisation dans un système de gestion énergétique. L'organisation d'un tel système pour un micro-réseau est rappelée avec les différentes fonctions de contrôle et le principe d'une pré-optimisation la veille pour le lendemain en utilisant des prédictions de consommation et de production et d'ajustement en cours d'exploitation afin de prendre en compte les aléas.

Ce système de gestion énergétique sera utilisé dans le troisième chapitre qui présente un algorithme de planification opérationnelle déterministe d'un parc de production d'électricité au sein d'un micro-réseau. L'enjeu est d'intégrer dans cette gestion les deux moyens de production précités de manière à les utiliser pour le réglage du micro réseau et en optimiser son exploitation. A cette fin, la programmation dynamique sera utilisée pour minimiser le coût économique total de production d'électricité, la consommation du carburant ou les émissions de CO₂ équivalent. Pour améliorer la précision, une technique d'ajustement exploitant le réseau de communication entre générateurs et le gestionnaire de réseau est aussi présentée.

Le quatrième chapitre est consacré à un cas d'application afin de valider par expérimentations la satisfaction de l'équilibre offre demande en présence d'un fort taux de pénétration d'énergie renouvelable. Un micro réseau urbain sera utilisé pour tester les algorithmes de gestion développés en mettant en œuvre du matériel réel au travers l'utilisation d'une simulation en temps réel. Des comparaisons dans des situations identiques sont réalisées ainsi que des évaluations économiques et environnementales à l'aide d'indicateurs.

Chapitre 1

Etat de l'art sur les énergies renouvelables dans les réseaux électriques

1.1. Introduction, orientation stratégique et conséquences

Lors de cette dernière décennie, l'attention des scientifiques s'est de plus en plus tournée vers des préoccupations plus grandes pour l'avenir de l'humanité: la demande en énergie a tendance à croître constamment (fig.1.1) et en même temps l'utilisation des carburants fossiles contribue à la pollution globale et aux changements climatiques. Néanmoins, les ressources de la planète sont limitées. L'optimisation et l'augmentation de l'efficacité énergétique sont des mesures qui peuvent répondre à ces défis et assurer un développement durable. Il faut noter qu'un développement durable est celui qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre à leurs propres besoins aussi [Dav 88]. Cette notion date des années quatre-vingt, mais au début du XXI siècle cette problématique devient de plus en plus actuelle.

La figure 1.2 montre la répartition de la consommation finale d'énergie par secteur en France, en Bulgarie et les 27 pays de l'Union Européenne. Une analyse statistique montre que les plus grands consommateurs sont le secteur des transports, le secteur résidentiel et l'industrie. Aussi, une grande partie de l'énergie est consommée sous la forme d'énergie électrique [Iea 08].

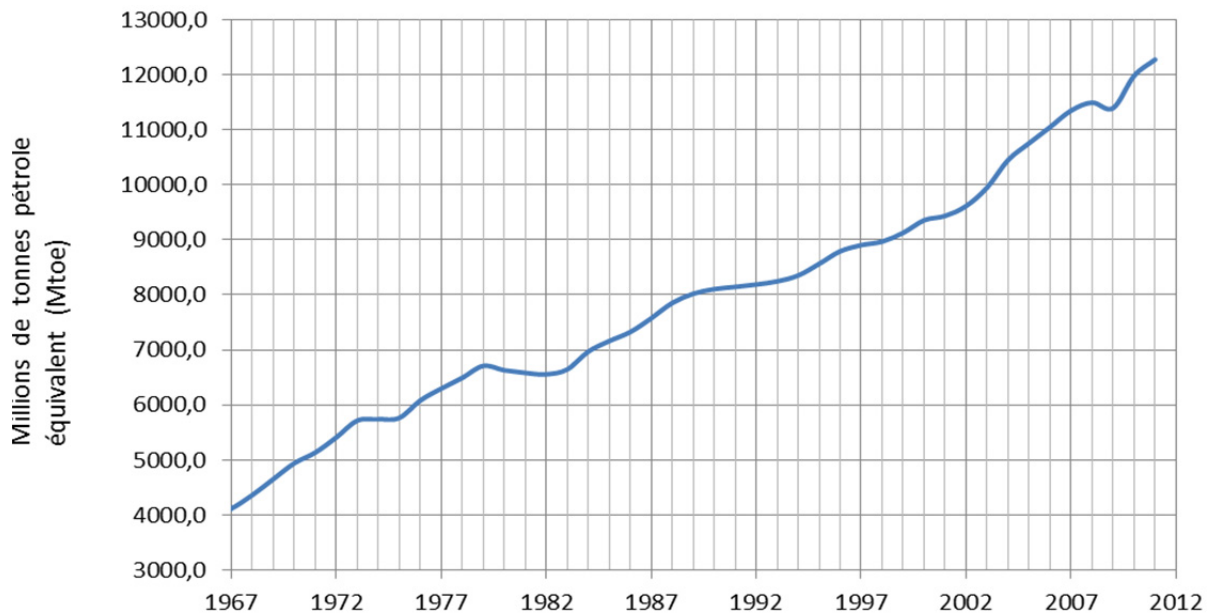


Fig. 1.1. Consommation finale d'énergie dans le monde, 2011 [Bps 12]

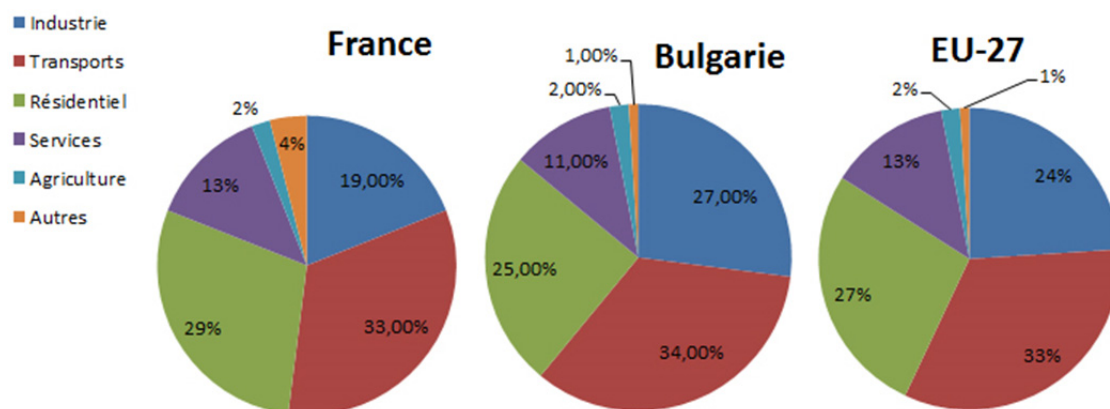


Fig.1.2: Répartition de la consommation d'énergie par secteur (2011) [Ec 12]

Pour lutter contre les menaces d'approvisionnement en énergie et les changements climatiques, les chefs d'état des pays de l'Union Européenne ont adopté la stratégie « 20-20-20 » qui repose sur trois principes :

1. Une réduction des émissions à effet de serre de 20% sur la base des émissions en 1990.
2. Une diminution de 20% de la demande en énergie électrique en augmentant l'efficacité énergétique.
3. Une part de 20% de la production d'énergie électrique à partir des sources non-polluantes.

L'augmentation de la part des sources renouvelables d'énergie électrique, ainsi que leur pénétration dans le secteur résidentiel sont les principales mesures afin de réduire la pollution atmosphérique sur le long terme. Les technologies prometteuses sont les installations photovoltaïques, le micro-éolien et la micro-hydraulique [Rif 09b]. Dans ce contexte actuel, la production renouvelable cohabite avec la production non renouvelable, leurs caractéristiques sont tout d'abord rappelées dans ce chapitre.

La libéralisation du marché de l'électricité, introduit aussi des changements dans le domaine des réseaux électriques. La multiplication des petits producteurs et des installations domestiques non-contrôlables (PV, cogénération) provoque des difficultés pour les gestionnaires des réseaux électriques. Dans une deuxième partie de ce chapitre, nous exposerons les avantages mais aussi les problèmes posés par la croissance rapide de cette production dispersée.

L'architecture des réseaux de transport et de distribution a été conçue afin d'alimenter des consommateurs par des grandes centrales à base de charbon, gaz ou d'énergie nucléaire à travers des flux d'électricité unidirectionnels de la production vers la consommation, avec une supervision centralisée. Le fonctionnement des réseaux électriques est donc rappelé dans une troisième partie.

Le développement massif de la production décentralisée oblige à modifier l'architecture des réseaux électriques et leur système de gestion technico-économique. Selon les scénarii de leur évolution, ces nouveaux réseaux doivent faciliter les flux bidirectionnels d'énergie électrique, ainsi qu'une décentralisation de la supervision du réseau, en intégrant une intelligence sur tous les niveaux: grands producteurs, petits producteurs et domestiques et les consommateurs. Ces changements conduisent au concept des réseaux électriques intelligents développés dans la quatrième partie de ce chapitre.

Enfin, des premiers micro-réseaux expérimentaux ont été construits de manière à mettre en œuvre des solutions et, surtout, à révéler les difficultés pratiques. Quelques exemples de réalisations remarquables sont exposés à la fin de ce chapitre.

Ce premier chapitre propose d'abord un état de l'art très général sur la production d'électricité puis sur l'architecture des réseaux électriques actuels et leur supervision. Sur ces fondements, le concept de réseau intelligent associant nouvelles technologies et nouvelles fonctionnalités de gestion est développé puis illustrée à travers quelques implantations dans des micro-réseaux. Ce chapitre se conclut sur les besoins de développement d'applications de gestion technico-économiques et situe les contributions qui seront apportées.

1.2. Les générateurs d'énergie renouvelable

1.2.1. L'énergie hydroélectrique

Les centrales hydrauliques transforment l'énergie cinétique d'un flux d'eau en énergie électrique par l'intermédiaire d'une ou plusieurs turbines hydrauliques, couplées à des générateurs électriques (fig. 1.3).

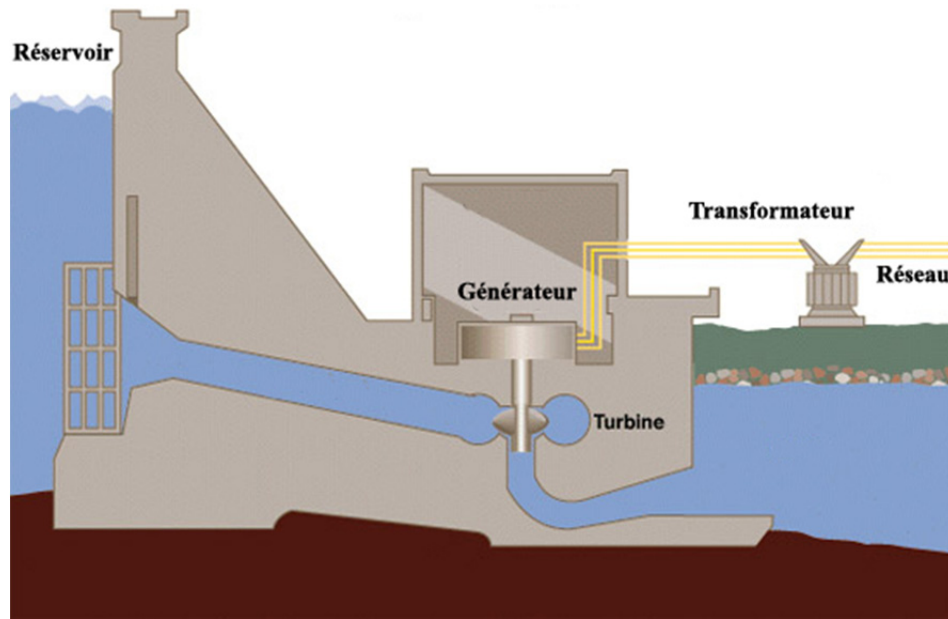


Fig. 1.3. Schéma en coupe d'un barrage hydroélectrique [Alt 13]

La puissance maximale dépend de la hauteur de chute, du débit d'eau et des caractéristiques mécaniques de la turbine. Il y a trois types principaux de centrales hydroélectriques :

- **Les centrales dites gravitaires** pour lesquelles les apports d'eau dans la réserve sont essentiellement issus du cours d'eau par gravitation,
- **Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (S.T.E.P.)** aussi connues sous l'appellation centrales hydrauliques à réserve pompée ou centrale de pompage-turbinage, qui permettent de pomper l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur. Elles sont souvent utilisées comme une forme de stockage : pompage durant le creux de la demande à partir d'électricité produite par des équipements de base (nucléaire) et production d'électricité par turbinage durant la pointe, en substitution ou en complément à celle, plus coûteuse, des équipements de pointe,
- **Les usines marémotrices** au sens large qui utilisent l'énergie du mouvement des mers, qu'il s'agisse du flux alterné des marées (marémotrice au sens strict), des courants marins permanents (dites aussi hydroliennes) ou du mouvement des vagues.

Les centrales gravitaires et celles de transfert d'énergie par pompage peuvent aussi être classées en trois types selon la hauteur de la chute de l'eau :

- **chute haute** (> 200 m),

- **chute moyenne** (entre 50 et 200 m),
- **chute basse** (< 50 m).

Malgré des coûts de réalisation généralement élevés, les coûts de maintenance sont raisonnables, les installations sont prévues pour fonctionner longtemps et l'énergie de l'eau est gratuite et renouvelable si elle est bien gérée. Donc le bilan est plutôt positif, et les centrales hydrauliques sont parmi les systèmes de production d'électricité les plus rentables.

Les impacts environnementaux varient avec le type et la taille de la structure mise en place : ils sont faibles s'il s'agit des barrages de taille modérée, des courants marins, des vagues, mais ils peuvent devenir importants s'il s'agit de créer des grands barrages. Dans ce dernier cas, la critique est généralement sur la disparition de terres agricoles et de villages, ainsi que la perturbation du déplacement de la faune (pas seulement aquatique) et globalement de l'écosystème environnant.

1.2.2. Les éoliennes

Une éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Ensuite cette énergie est transformée en énergie électrique par l'intermédiaire d'une machine électrique. Les termes « parc éolien » ou « ferme éolienne » sont utilisés pour décrire les unités de production groupées, installées à terre – « onshore » ou dans la mer – « offshore ». Les coûts d'investissement sont relativement élevés, surtout pour le « offshore », mais l'énergie primaire est gratuite et l'impact environnemental est petit. Dans certaines régions, les éoliennes posent quand même quelques problèmes, liés au bruit de basse fréquence, désagréable pour les personnes qui habitent à côté et les impacts avec les troupeaux sur les oiseaux.

Les petites éoliennes peuvent être à axe vertical ou axe horizontal (fig. 1.4)



a)



b)

Fig. 1.4. Eolienne à axe vertical (a) et axe horizontal (b) [Win 12]

La puissance éolienne installée dans le monde est actuellement près de 250 000 MW (Fig. 1.5) [Gwe 09], [Wwe 09]. L'éolien peut jouer un grand rôle dans la résolution des problèmes énergétiques de l'humanité, mais le plus grand problème de l'exploitation des éoliennes reste le caractère non-constant de l'énergie produite par ces générateurs.

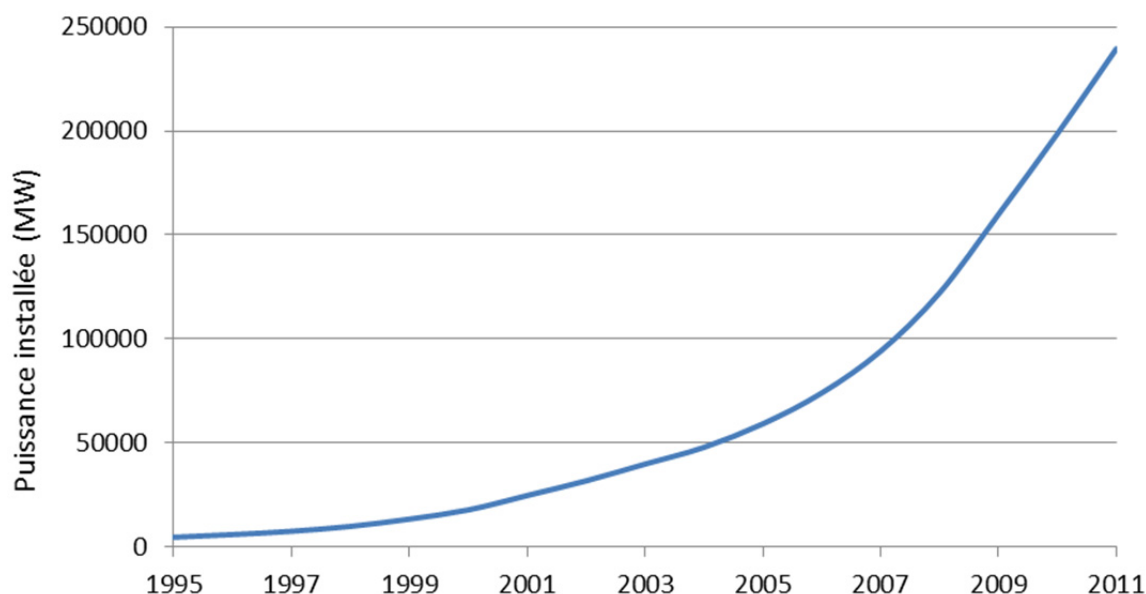


Fig. 1.5. Puissance éolienne installée dans le monde jusqu'à 2011 [Gwe 11]

En Europe, l'énergie éolienne est bien développée : la capacité installée est près de 90 GW, ce qui représente à peu près un tiers de la puissance installée dans le monde. Dans certains pays européens, une proportion importante de l'énergie est générée par des parcs éoliens. Ce sont aussi des pays avec le plus de puissance éolienne installée (fig. 1.6.). Au Danemark, l'éolien assure près de 20 % de la production électrique du pays. En Espagne, la part de l'éolien a atteint 14% [Ber 11]. Ceci montre que l'énergie éolienne est déjà capable d'apporter une contribution significative à la production d'une électricité «verte» [Fee 09].

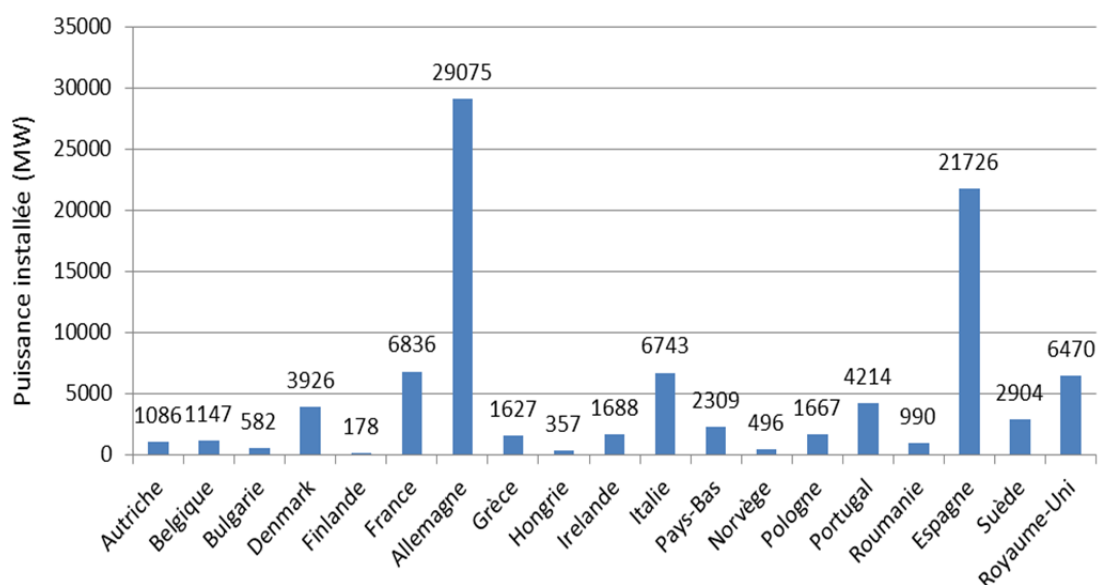


Fig. 1.6. Puissance éolienne installée dans certains pays de l'Union Européenne, 2012 [Ewe 12]

1.2.3. Les générateurs photovoltaïques

Le principe de l'obtention du courant par les cellules photovoltaïques s'appelle l'effet photoélectrique. Ces cellules produisent du courant continu à partir de l'irradiation solaire. La majorité des installations PV sont connectées aux réseaux de distribution (basse tension). Il existe aussi des grands parcs PV, jusqu'à quelques dizaines ou centaines de MW, connectées au réseau de transmission.

L'énergie du rayonnement solaire peut être aussi convertie en chaleur ou indirectement en électricité par la production de vapeur qui entraîne un générateur électrique. Dans ce cas, on parle de solaire thermique. Deux principes de base sont utilisés pour faire cela :

- Capter l'énergie des rayons solaires grâce à un corps noir,
- Concentrer le rayonnement solaire dans un point : four solaire, miroirs paraboliques, concentrateurs.

Cependant, aujourd'hui la forme de conversion de l'énergie solaire en électricité la plus fréquente reste le photovoltaïque. L'évolution de la puissance PV installée dans le monde est présentée sur la fig. 1.7, aujourd'hui elle est déjà proche de 70 GW. Comme dans la filière éolienne, l'Europe tient la partie majeure de la puissance installée mondialement. La répartition de cette puissance dans certains pays de l'Union Européenne est présentée sur la fig. 1.8.

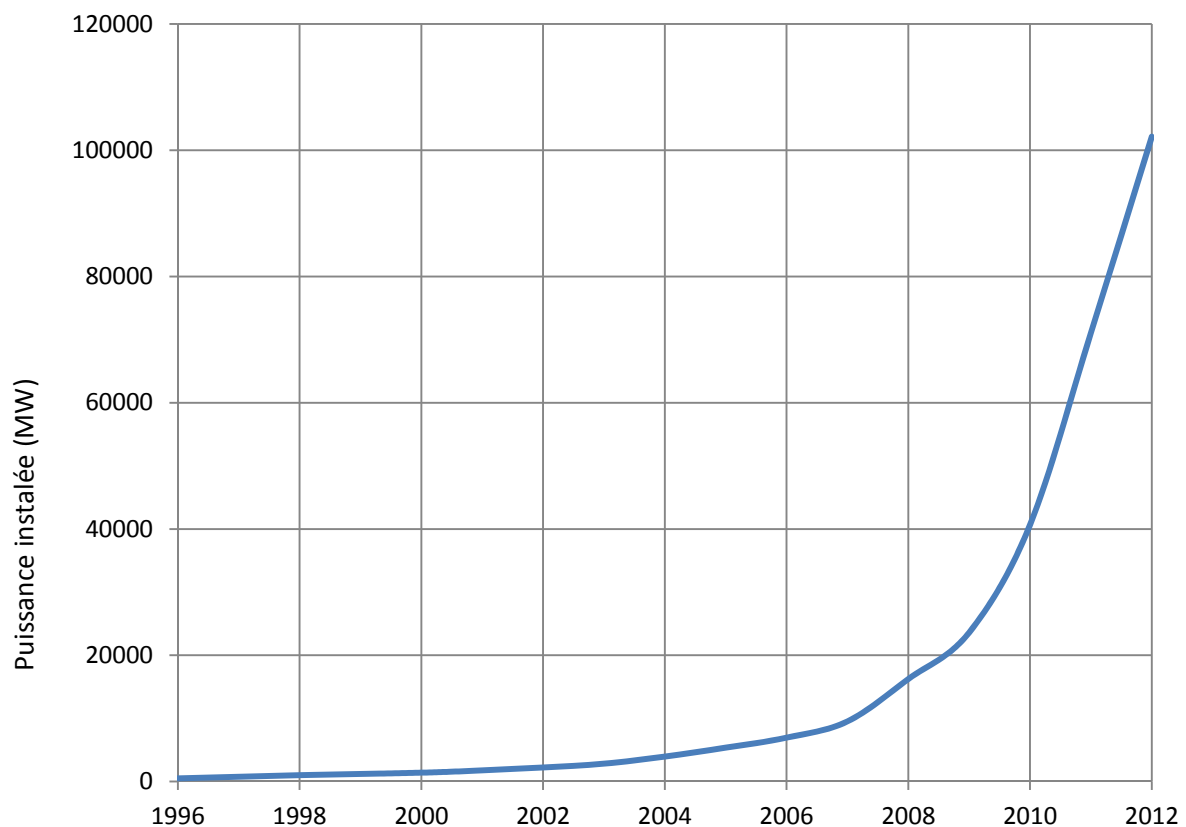


Fig. 1.7. Puissance PV installée dans le monde jusqu'en 2012[Bps 12]

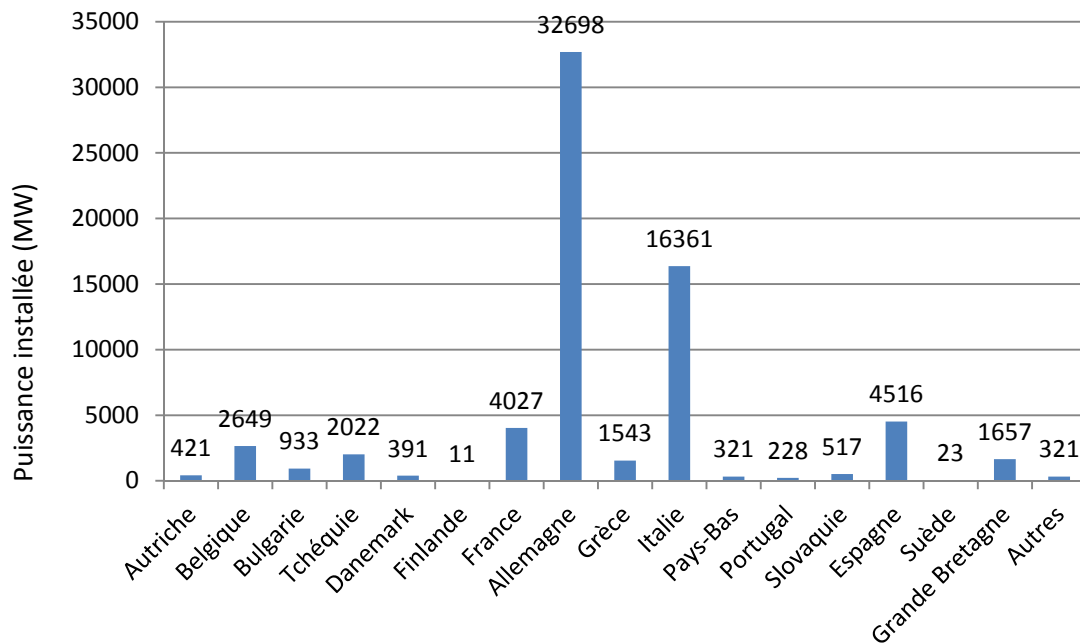


Fig. 1.8. Puissance PV installée dans certains pays de l'Union Européenne, 2011[Bps 12]

Les systèmes PV peuvent être classés en deux catégories [Iea 08] [Luq 03] :

- les systèmes autonomes, isolés du réseau,
- les systèmes raccordés au réseau.

Les systèmes autonomes sont utilisées pour alimenter directement des charges, soit dans un système hybride avec stockage ou font partie d'un système d'alimentation de secours en cas de panne du réseau. La Fig. 1.9 représente l'exemple d'un système PV autonome avec stockage. Les batteries sont associées au générateur PV à travers un convertisseur DC-DC pour assurer l'alimentation continue au fur et à mesure, malgré l'intermittence de la production. Ce système de stockage représente une part très importante du coût de l'installation, et ces conditions d'exploitation sont lourdes : cycles de charge-décharge pratiquement tous les jours, souvent avec des courants importants [Del 06]. Par conséquent, des systèmes sophistiqués de gestion de l'énergie ont été développés afin d'optimiser la durée de vie des batteries et ainsi de réduire le coût du fonctionnement. La gestion de l'énergie dans les systèmes PV autonomes reste un thème de recherche très actuel [Wan 08], [Dia 08], [Lop 06].

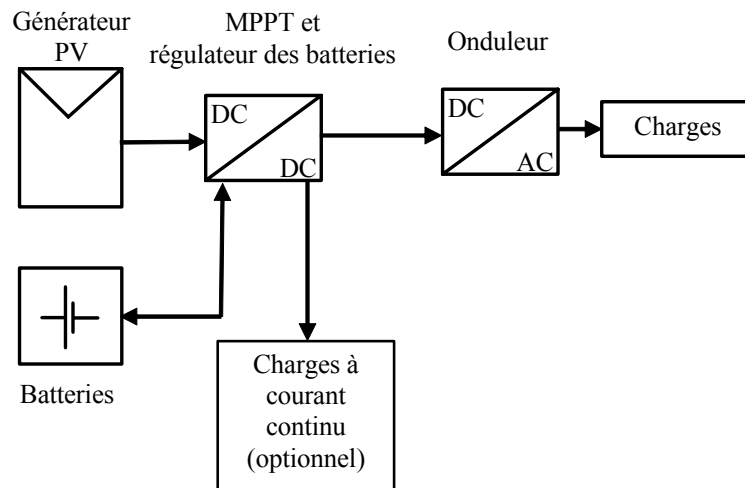


Fig. 1.9. Exemple de système photovoltaïque autonome avec stockage

Les systèmes PV, connectés au réseau sont utilisés le plus souvent pour vendre la totalité de l'énergie produite. Dans le cas d'une installation PV domestique, l'électricité, issue du générateur PV peut être autoconsommée et le surplus est vendu à l'opérateur du réseau. Dans ce cas, le réseau est utilisé pour l'alimentation en manque d'énergie PV. La fig. 1.10 présente un système PV connecté au réseau électrique. Actuellement, dans la plupart des législations, pour les systèmes PV avec stockage, connectés au réseau, il est interdit de charger les éléments de stockage depuis le réseau. Cette règle est établie afin d'éviter des fraudes éventuelles.

Actuellement, l'énergie photovoltaïque n'est pas encore concurrentielle face au prix de vente de l'électricité [Hes 07]. C'est pourquoi, face au besoin de réduire les émissions de gaz polluants et à la dépendance aux sources d'énergie non-renouvelables, la plupart des états dans le monde ont mis en place des mesures économiques pour favoriser les sources d'énergie renouvelables. Dans le cas du photovoltaïque, la mesure la plus fréquente est d'imposer à l'opérateur du réseau de distribution des tarifs d'achat préférentiels pour l'électricité, issue des installations PV [Iea 09] [Cam 07]. Une autre mesure, moins fréquente, consiste à subventionner directement les particuliers sur le coût d'investissement.

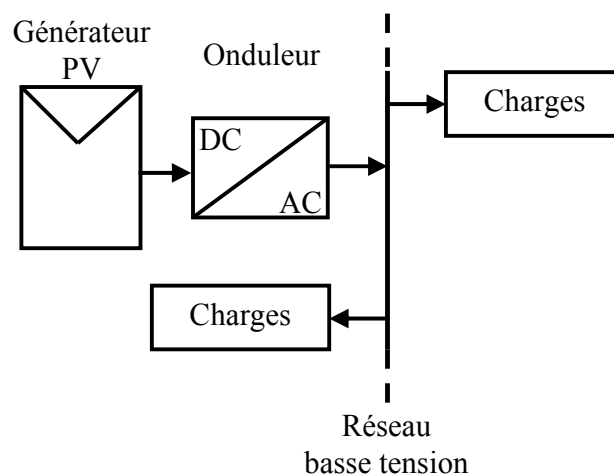


Fig. 1.10. Exemple de système photovoltaïque connecté au réseau de distribution

1.2.4. La biomasse

La biomasse est la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture et de l'élevage des animaux, de la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux [Eur 03]. La biomasse peut être utilisée principalement de deux manières :

- Lors de la fermentation des déchets, le gaz méthane peut être capté et utilisé comme source d'énergie,
- La biomasse elle-même peut être incinérée.

Dans tous les deux cas, l'énergie thermique peut être utilisée pour produire de l'électricité dans des centrales thermiques. L'intérêt est que le dioxyde de carbone rejeté dans l'atmosphère lors de l'incinération de la biomasse ou le méthane est compensé par celui absorbé par la repousse des plantes qui, entre outre, sont la source principale de biomasse. De cette manière, le bilan carbone peut être proche de zéro.

1.2.5. La géothermie

Dans le contexte des sciences pour l'ingénieur, le terme de « géothermie » regroupe des moyens de capter l'énergie thermique de l'intérieur du globe terrestre et de l'utiliser comme source de chaleur ou de la convertir en électricité par des turbines et générateurs électriques.

Pour capter l'énergie géothermique, un fluide est mis en circulation dans les profondeurs de la terre. Ce fluide peut être celui d'une nappe captive naturelle, de l'eau injectée dans une roche chaude imperméable ou dans des puits spéciaux. Dans tous les cas, le fluide se réchauffe et remonte avec une température supérieure. Le principe d'utilisation de la géothermie pour générer l'électricité est présenté sur la fig. 1.11.

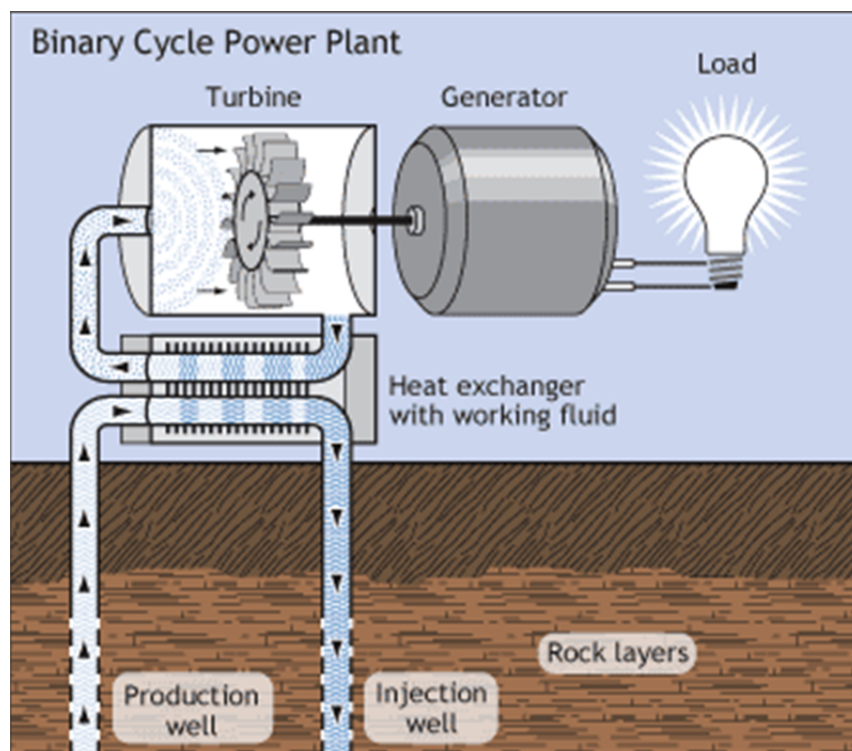


Fig. 1.11. Génération d'électricité par une source d'énergie géothermique [Ene 12]

1.3. Les générateurs d'énergie non-renouvelable

1.3.1. Générateurs thermiques

A l'aide d'un fluide (p.ex. eau), l'énergie thermique issue lors de la combustion des carburants fossiles est captée et ensuite utilisée pour entraîner une turbine et un générateur (le plus souvent une machine synchrone). Ce principe de fonctionnement est très bien connu et il est a été utilisé en premier pour générer de l'électricité à grande échelle. Dans cette catégorie peuvent être classés les centrales à charbon, à fioul, au gaz et nucléaires. Dans le cas des centrales nucléaires l'énergie thermique est issue de la fission des noyaux nucléaires. Elles sont des générateurs d'énergie non-renouvelable, parce que le minerai utilisé, l'uranium, est une ressource épuisable et non-renouvelable. Ces centrales ne génèrent pas une pollution significative lors de leur exploitation normale, mais en cas d'accident présentent un risque énorme pour l'environnement et les êtres vivants et pour une longue durée.

Une autre technologie est les centrales avec turbine à gaz entraînant un générateur. Il existe deux types de centrales à turbines à gaz :

- A cycle simple, où la turbine à gaz entraîne un alternateur et la chaleur en excès (des gaz d'échappement) est perdue dans l'environnement,
- A cycle combiné, où la chaleur des gaz d'échappement est récupérée via une chaudière de récupération et ensuite utilisée soit pour le chauffage urbain, soit pour entraîner un second couple (turbine + générateur). De cette manière, le rendement global d'une centrale à cycle combiné peut atteindre 60% et même plus.

Le principe des centrales avec turbine à gaz, à petite échelle, est utilisé dans les micro-turbines à gaz. Leur puissance typique est entre 30kW et 300kW. Ces turbines possèdent de meilleures caractéristiques par rapport aux groupes diesel et pour cette raison, elles sont souvent utilisées pour l'alimentation des sites isolés ou pour l'alimentation de secours des charges d'une importance critique dans les hôpitaux, sites industriels et militaires. Les micro-turbines à gaz peuvent aussi être exploitées en régime de cogénération. Par différence aux grandes turbines à gaz, la cogénération chez les micro-turbines à gaz est principalement conçue pour la production de chaleur et le chauffage local.

1.3.2. Les piles à combustible

Le principe du fonctionnement de la pile à combustible date du début du 19-ème siècle et a été découvert par Christian Schönbein. Peu après, le premier prototype a été élaboré par William Grove. A cause du fait que cette technologie nécessite des matériaux coûteux et sophistiqués, le développement des piles à combustible a été mis en pause jusqu'à la moitié du 20-ème siècle.

Une pile à combustible est un dispositif dans lequel la fabrication de l'électricité se fait grâce à l'oxydation sur une électrode d'un combustible réducteur, par exemple le dihydrogène, couplée à la réduction sur l'autre électrode d'un oxydant, tel que le dioxygène de l'air. La réaction d'oxydation de l'hydrogène est accélérée par un catalyseur qui est souvent fait en platine. Ce principe est l'inverse de l'électrolyse. Les produits de la réaction chimique, effectuée dans la pile à combustible sont l'électricité, la chaleur et l'eau (fig.1.12).

Depuis les années 1970, certaines piles à combustible, utilisées sur les satellites, contiennent des membranes en polymères avec des petites quantités de platine, à cause du prix très élevé de ce dernier.

En 2009, des chercheurs américains et allemands ont proposé d'intégrer un catalyseur supplémentaire, moins coûteux et qui pourrait diminuer encore la quantité de platine des piles à combustibles. Il s'agit de nanosphères construites avec des atomes de platine et de cuivre, dont les particules de cuivre sont par la suite en partie extraites, laissant une sorte de nanocoquille de platine de quelques atomes d'épaisseur [Kuo 09]

Ce procédé pourrait être appliqué à d'autres métaux pour produire d'autres types de catalyseurs pouvant par exemple permettre une production d'hydrogène et d'oxygène à partir de l'eau. De cette manière, un stockage chimique de l'énergie électrique pourrait être réalisé.

L'utilisation des piles à combustible aujourd'hui, à cause du prix relativement élevé reste encore principalement dans les laboratoires de recherche et des applications spatiales. Pour ce dernier, le rendement global reste encore relativement faible, en raison des pertes dans chaque étape: synthèse de l'hydrogène, stockage, vaporisation, rendement des réactions électrochimiques de la pile, régulation thermique.

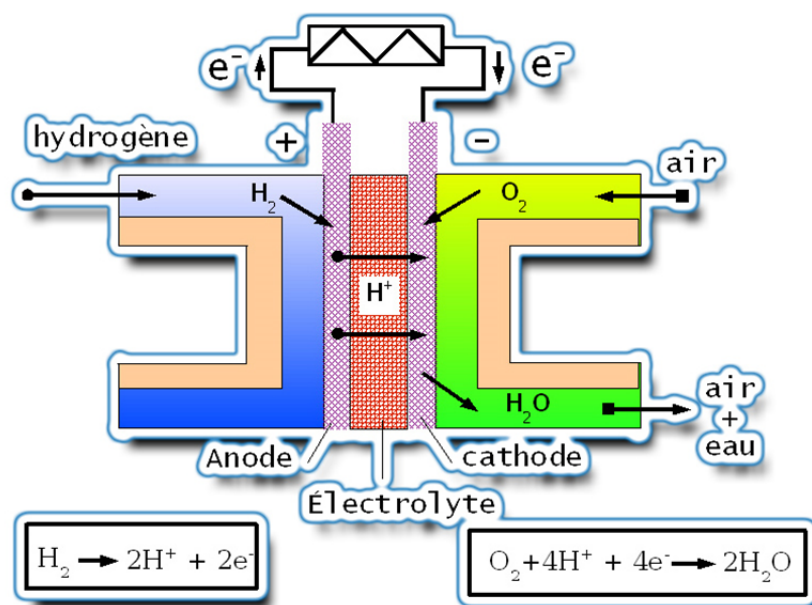


Fig. 1.12. Illustration du principe de fonctionnement d'une pile à combustible [Pan 12]

1.4. La production d'électricité décentralisée

La production décentralisée (dite encore « dispersée » ou « distribuée ») est la production d'énergie électrique à l'aide des installations de petite puissance raccordées aux réseaux à basse (et plus rarement moyenne) tension contrairement à la production centralisée de grande puissance, raccordées au réseau de transmission. La production décentralisée est à base de sources d'énergie renouvelable, mais dans certains cas elle peut être effectuée aussi avec des générateurs conventionnels (groupes diesel et micro-turbines à gaz en cogénération).

Actuellement, la puissance cumulative de la production d'électricité décentralisée est en forte augmentation. Cet accroissement est dû à différents facteurs, mais principalement c'est la libéralisation progressive des marchés de l'énergie dans une grande majorité des pays. En effet, désormais, les producteurs d'énergie indépendants peuvent vendre leur production

d'électricité à travers des bourses de l'énergie. Selon le pays, différents systèmes existent: contrats bilatéraux, système de pool, acheteur unique, etc. [Gil 08]. Un autre facteur sont les incitations au développement des énergies renouvelables dans un grand nombre de pays. Une forte volonté politique est d'augmenter l'indépendance énergétique et de diminuer les émissions de gaz à effet de serre et polluants.

Certains avantages économiques de la production décentralisée pourront être attendus dans un marché d'électricité fortement libéralisé, où les différents acteurs seront en concurrence. Ce n'est pas encore le cas aujourd'hui dans le système électrique européen. Les marchés d'électricité sont un cas spécifique et nécessitent du temps et encore des investissements pour établir une concurrence parfaite, les avantages futurs de cette libéralisation seront plus importants que les efforts pour l'atteindre notamment dans le contexte de la transition énergétique.

Les études montrent que la production décentralisée peut être avantageuse à tous les niveaux et pour tous les acteurs du système électrique [Gil 08] :

- Les consommateurs peuvent diminuer leurs factures d'électricité en produisant une partie de leur énergie en local.
- Avec une coordination entre les producteurs décentralisés et les opérateurs des réseaux, la congestion des réseaux de distribution dans les heures de pointe peut être assouplie et ainsi les investissements pour le renforcement des réseaux réduits.
- Réduction des pertes de par la proximité des générateurs et des consommateurs.
- La production décentralisée est aussi bénéficiaire pour des sites de consommations éloignées du réseau de distribution, dont la consommation ne justifie pas l'installation de générateurs de grande puissance et les approvisionnements de carburant sont difficiles.
- Avec des dispositifs de production décentralisée, la fiabilité d'alimentation des charges critiques peut être augmentée.

A condition que la production décentralisée dépasse en puissance la consommation locale et sachant que la puissance instantanée des sources d'énergie renouvelables est difficilement prévisible, la production décentralisée peut poser des problèmes pour les réseaux de distribution : notamment des élévations locales de la tension du réseau et des difficultés à prévoir à chaque instant la puissance disponible [Kas 05], [Ric 06]. En outre, la plupart des installations de production décentralisée sont de petites puissance et leur grand nombre rend difficile un pilotage individuel par les opérateurs des réseaux de distribution ou de transport. Il est important de noter aussi que les générateurs dispersés injectent de la puissance en aval des dispositifs de protection (situés dans les postes de distribution) et cela peut, dans le cadre de certains scénarii, les faire déclencher spontanément.

Une solution à ces problématiques est la transformation des générateurs à base d'énergies renouvelables en générateurs actifs, comprenant du stockage énergétique et l'agrégation des petites sources dispersées en centrales virtuelles ou micro-réseaux. Le concept du générateur actif et les recherches dans ce domaine seront détaillées ultérieurement.

Pour les opérateurs des réseaux de distribution, l'agrégation de la production décentralisée en micro-réseaux (centrales virtuelles), permettra de disposer de réserves de production pour faire face aux aléas de la demande et de la production à base d'EnR. Ces réserves, dans certains cas, pourraient être moins chères à appeler que sur le marché d'ajustement (marché spot).

Dans tous les cas, l'intégration de la production dispersée dans les réseaux est indispensable. Le fonctionnement de ces derniers est maintenant rappelé.

1.5. Architecture des systèmes électriques

1.5.1 Fonctionnement

Avant la première moitié du XX^{ème} siècle, le développement des réseaux électriques a été plutôt chaotique: chaque gestionnaire du réseau développait ses propres moyens de distribution. A cette époque, les réseaux de distribution ont été en courant continu, alternatif monophasé, biphasé et triphasé sous de multiples niveaux de tension [Ber 10]. Au cours de la deuxième moitié du XX^{ème} siècle, les états se sont mis à imposer des réglementations sur la production, transport et distribution de l'énergie électrique afin d'unifier les différents réseaux électriques dans des systèmes électriques nationaux. Actuellement les réseaux électriques sont organisés en deux niveaux différents: les réseaux de transport (transmission grid), auxquels sont connectés les grandes centrales électriques, et les réseaux de distribution alimentant la plupart des consommateurs (fig. 1.13).

Les grandes centrales de production d'énergie électrique sont en général basées sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques. Elles sont connectées sur le réseau de transmission à haute tension. Leur puissance nominale est de l'ordre de quelques dizaines de MW jusqu'à quelques GW

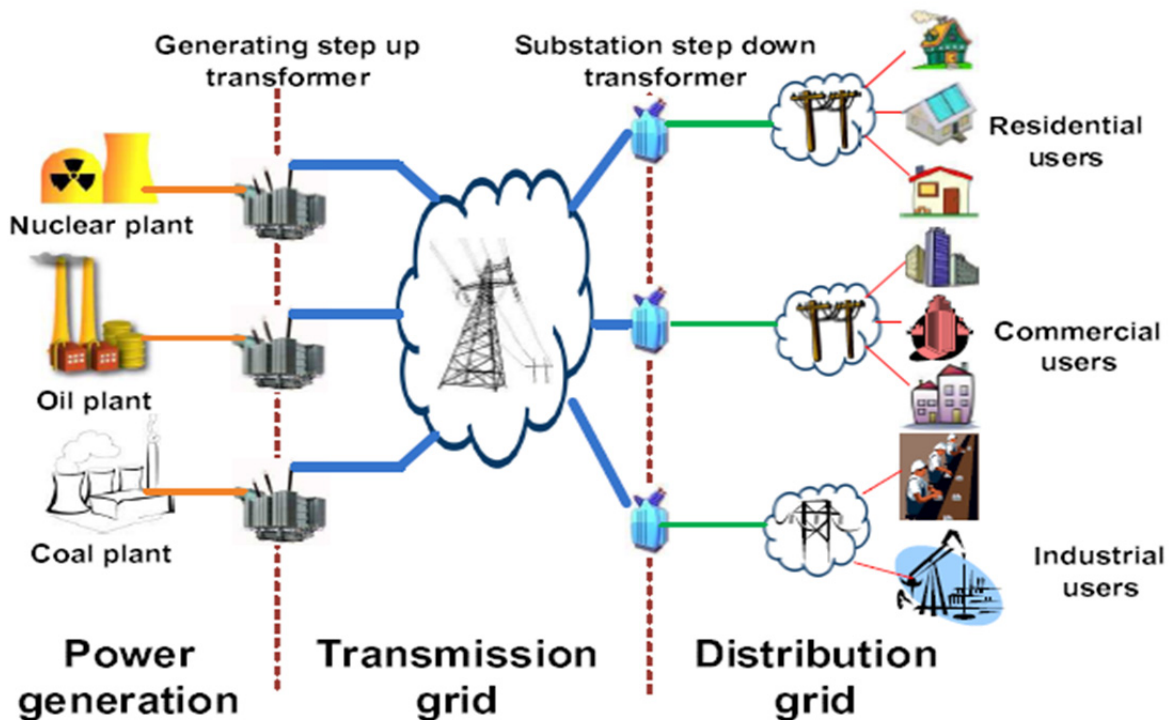


Fig. 1.13. Architecture traditionnelle du système électrique [Fan 12]

1.5.2. Les réseaux de transport

Leur fonction est principalement le transport de l'énergie électrique sur grandes distances. Pour réduire les pertes, ces réseaux sont à haute et très haute tension (de 63 kV à 450 kV). Pour des raisons de sécurité du fonctionnement, les réseaux de transport ont une structure maillée. Cela est fait aussi pour éviter une congestion forte sur une seule branche du réseau. L'optimisation technico-économique de ces réseaux est une tâche complexe, à cause de leur structure maillée et des fortes variations de la consommation dans le temps et le grand territoire couvert par ces réseaux. Pour ces raisons, en général les réseaux de transport par rapport aux réseaux de distribution sont supervisés et automatisés.

1.5.3. Les réseaux de distribution

La fonction des réseaux de distribution est l'approvisionnement de l'énergie électrique aux consommateurs et sous-stations locales. Leur tension est inférieure à 50 kV (HTA). Ils sont constitués de deux types de réseaux: le réseau moyenne tension (MT), qui sert comme interface avec le réseau de transport et le réseau basse tension (BT).

Dans la plupart des pays, la tension du réseau BT est 400V. Les appellations normalisées des niveaux de tension, typiques pour la France, la Bulgarie et la majorité des pays européens sont présentés sur la fig. 1.14.

Pour la plupart des consommateurs, le réseau BT est le dernier élément de la chaîne d'approvisionnement. Il est raccordé au réseau MT à travers des postes de transformation HTA/BT. Ceci est fait pour trouver un compromis technico-économique pour réduire des pertes (inversement proportionnelles à la tension), minimiser au fur et à mesure le nombre de postes de connexion au réseau MT, mais aussi limiter les dangers et contraintes imposées par l'existence des lignes de haute tension dans les zones urbaines. Les réseaux de distribution constituent l'élément le plus important du système électrique, en termes de longueur totale des conducteurs.



Fig. 1.14. Normalisation des différents niveaux de tension

Du point de vue de l'électrotechnique, les consommateurs sont appelés charges. Ils sont caractérisés par leurs puissances active et réactive consommées ou produites. Ces puissances mesurées sur un certain intervalle de temps servent à déduire les puissances moyennes, maximales et minimales. Pour connaître l'évolution des charges dans le temps, des études statistiques sont faites. En mesurant les courants dans les postes de transformation entre les réseaux de transport et de distribution, des courbes de charge sont enregistrées. Elles permettent aux gestionnaires de réseau de prévoir la consommation et élaborer des plans de production prévisionnels.

1.5.4. Supervision des réseaux

Le système électrique est supervisé et piloté d'une manière hiérarchique: un centre du dispatching national et des centres régionaux, gérant le réseau de transport et des centres locaux gérant les réseaux de distribution.

Une responsabilité du dispatching national est d'assurer l'équilibre entre la demande et l'offre au moindre coût économique. Sa principale problématique est due en grande partie à la difficulté de prévoir la consommation avec une grande précision : sur la fig. 1.15. sont présentés des exemples de courbes de la consommation prévue la veille (J-1), le matin (J) et réalisée.

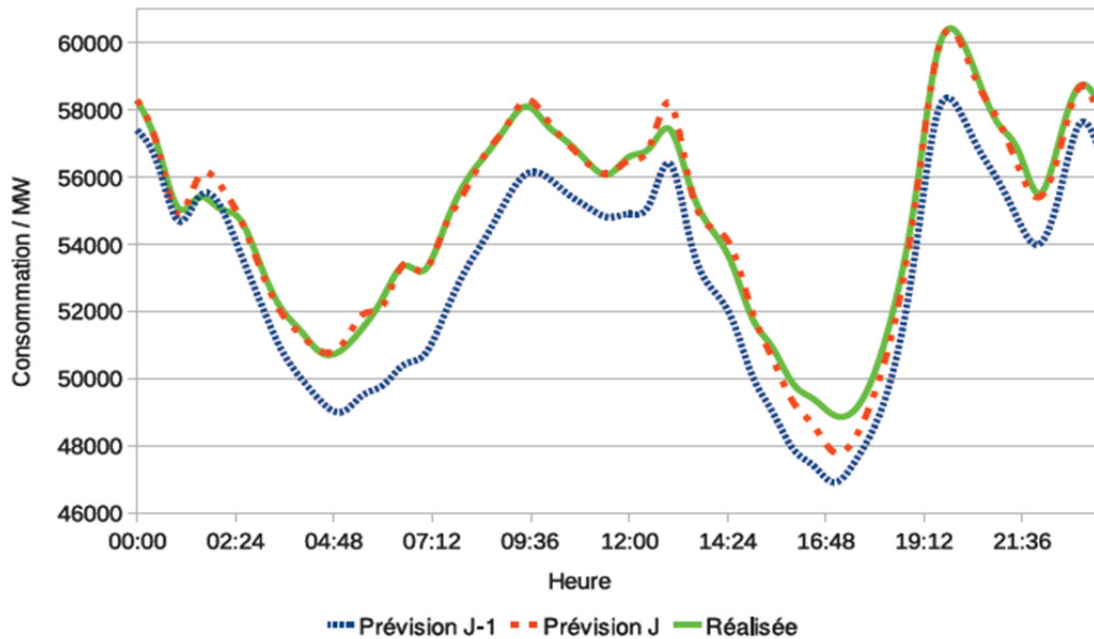


Fig. 1.15. Exemple de courbes de charge prévue et réalisée, source RTE

Les centres de dispatching régionaux collectent les informations mesurées sur les nœuds du réseau de transport et les postes de transformation. Ces données sont traitées par des systèmes de collecte, traitement des informations et supervision - SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Ensuite, les données sont visualisées et finalement interprétées par des opérateurs responsables de la supervision des réseaux. Les opérateurs utilisent aussi des logiciels, appelés EMS (Energy Management System) qui facilitent les études de sécurité et de stabilité prévisionnelles ou en temps réel et aident à la prise des décisions pour la conduite des réseaux. Au niveau international, la supervision permet de garantir un équilibre entre production et demande à travers des échanges d'énergie électrique entre les pays interconnectés sur le réseau de transport et, de cette manière, assure la stabilité globale de leurs systèmes électriques.

Une autre fonction importante réalisée par les centres de dispatching est le réglage de la tension. La tension est réglée localement par transformateurs réglables et la puissance réactive est générée ou absorbée par des équipements tels que les compensateurs synchrones ou statiques [Ber 10]. Chaque réseau règle ses niveaux de tension. Cependant, les réseaux de distribution possèdent peu de flexibilités et d'automatisme pour le faire actuellement et les dynamiques de réglage sont très lentes voir quasi inexistantes.

1.6. Vers un réseau intelligent (Smart Grid)

Le terme « réseau intelligent » (une autre appellation populaire est le terme anglais « Smart Grid ») est un réseau de distribution d'électricité qui utilise des technologies informatiques de manière à optimiser et coordonner la production, la distribution et la consommation d'électricité afin d'améliorer l'efficacité énergétique et la fiabilité de ce système. Les nouvelles technologies permettront de faire des économies en lissant les pointes de consommation en utilisant la production décentralisée et ainsi de diminuer les appels aux capacités qui sont coûteuses et plus polluantes. De cette manière l'alimentation des consommateurs sera plus fiable et le coût de l'énergie électrique pourrait être réduit. Le déploiement des réseaux intelligents sera aussi un des catalyseurs de l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique.

La pénétration des générateurs basés sur des énergies renouvelables dans les réseaux de distribution actuels est souvent limitée pour des raisons techniques.

Dans un système électrique, la génération est à chaque instant liée à la demande des utilisateurs. Sachant que la demande est variable et ne peut pas être maîtrisée, sauf dans les cas particuliers (par exemple par le contrôle direct de charge, l'effacement, le délestage, ...), la production doit s'adapter instantanément à la demande pour préserver la stabilité du système. Les réseaux intelligents permettront d'agir sur la demande à travers des compteurs intelligents, capables de déplacer certaines charges dans le temps à l'arrivée d'un signal tarifaire. Cette interaction entre producteurs, distributeurs et consommateurs, par l'intermédiaire d'un réseau informatique et des agrégateurs locaux, permettra d'atteindre une meilleure adaptation de la consommation aux capacités instantanées de production que l'utilisation du stockage décentralisé.

Certaines centrales ont une irrégulière (sources d'énergie renouvelable), certaines centrales peuvent être démarrées plus rapidement, d'autres nécessitent un temps de mise en route ou d'arrêt très important (nucléaire). Les centrales thermiques et hydrauliques ont un domaine de fonctionnement pour lequel la production est optimale et correspondant à un rendement optimal. Toutes ces spécificités sont prises en compte par les centres de dispatching, lors de la planification opérationnelle. Cependant, l'insertion de plus en plus de production décentralisée (le plus souvent non-pilotable) imposera un changement du pilotage de l'ensemble des réseaux. De ce point de vue, l'agrégation de la production décentralisée, l'utilisation des dispositifs de stockage d'énergie et le pilotage des charges est le pas prochain dans l'évolution des réseaux électriques. C'est-à-dire que l'intelligence du réseau sera aussi décentralisée vers les réseaux de distribution et en particulier vers des niveaux locaux d'observation et pilotage.

La mise en œuvre des capteurs et systèmes de collecte des données sur la production et la consommation à tous les niveaux du réseau, un réseau de communication et des systèmes locaux d'analyse capables de s'appuyer sur des données prospectées à court, moyen et long terme, doit permettre un meilleur ajustement de la production et de la consommation d'électricité, avec les avantages suivants:

- Optimiser le rendement et les taux d'utilisation de l'ensemble des générateurs,
- Réduire les pertes dans les lignes,
- Favoriser l'insertion de la production décentralisée, en particulier d'origine renouvelable,
- Distribuer l'électricité au meilleurs prix par le moyen d'une meilleure interaction entre les producteurs et consommateurs ;

Une récapitulation des différences entre le système électrique traditionnel et le réseau intelligent est illustrée sur les figures 1.16 et 1.17.

Dans le système électrique actuel (fig. 1.16), la génération d'électricité est effectuée plutôt dans des grandes centrales électriques. Ces centrales sont supervisées et pilotées par le centre de dispatching du réseau de transport. L'opérateur du réseau de transport reçoit des informations pour la consommation depuis les postes de transformation et les opérateurs des réseaux de distribution. La génération décentralisée est perçue par les opérateurs des réseaux comme une charge passive (non contrôlable, subie) de puissance négative, elle n'est pas pilotée et la puissance générée est estimée uniquement sur la base des prévisions. Une fois que la génération distribuée dépasse en termes de puissance la consommation sur une branche du réseau, cela peut provoquer des difficultés au niveau local à tous les autres niveaux du système électrique.

Par contre, dans le concept du « smart grid » (fig.1.17), la production décentralisée et la consommation sont pilotées localement d'une manière optimale, par des contrôleurs centraux et, de cette manière, chaque ensemble local de générateurs décentralisés, charges et dispositifs de stockage paraît pour l'opérateur du réseau de distribution comme une seule entité qui peut se comporter soit comme un consommateur, soit comme un producteur d'énergie électrique. De cette façon il est plus facile de prévoir la consommation et la production avec un horizon petit et ainsi les informations que les autres acteurs du système électrique reçoivent seraient plus ce qui permet d'optimiser l'ensemble du système électrique [Sin 10].

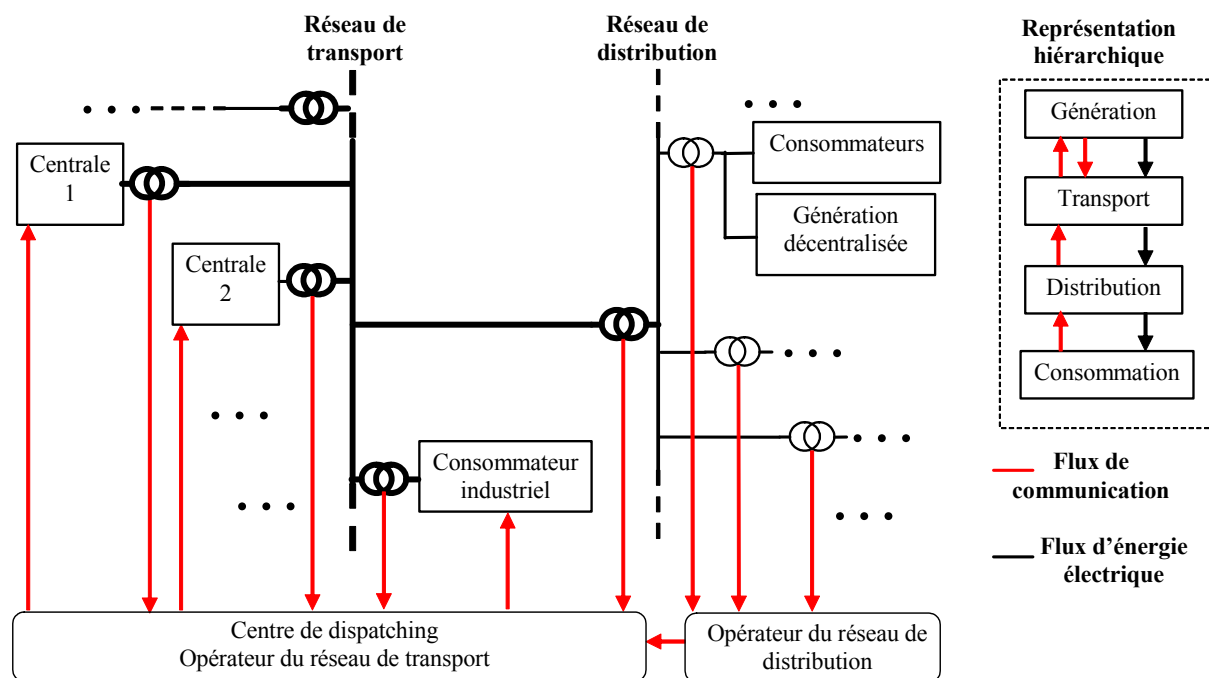


Fig. 1.16. Structure traditionnelle du système électrique

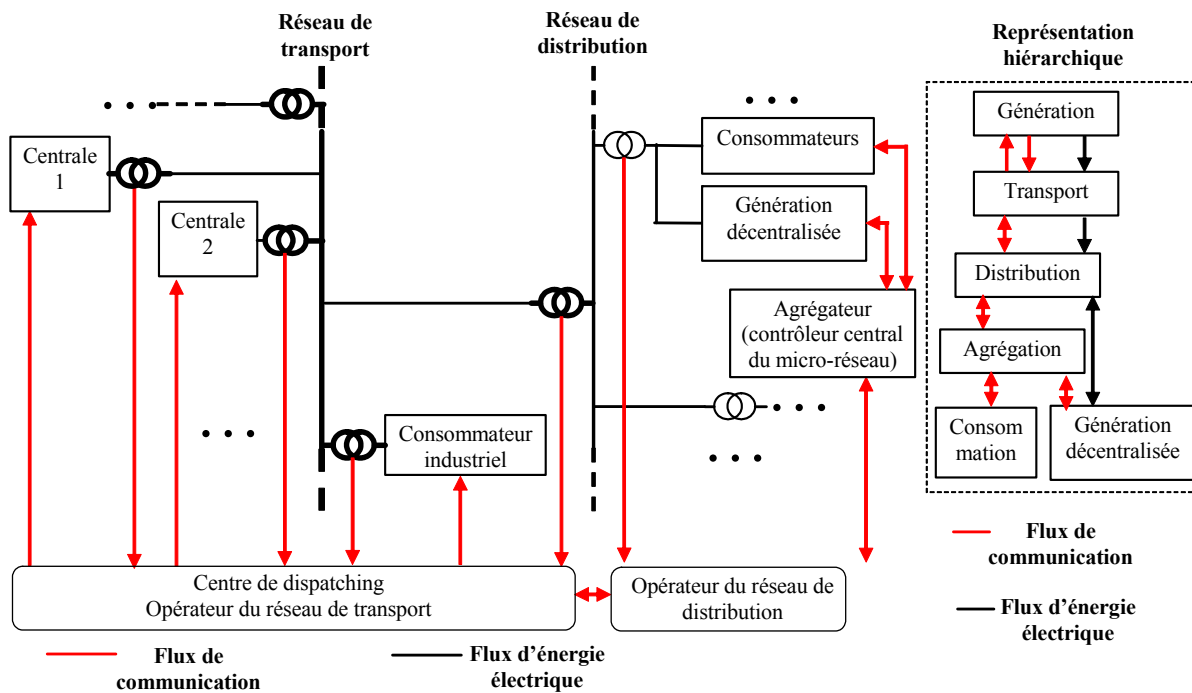


Fig. 1.17. Structure du réseau intelligent

1.7. Etat de l'art sur les micro-réseaux et leurs applications dans les quartiers durables

1.7.1. Eco quartiers et micro-réseaux électriques

Un micro-réseau est un ensemble local de consommateurs et petits producteurs d'énergie électrique, qui peut fonctionner en régime connecté au réseau de distribution ou en autonomie et du point de vue de l'opérateur du réseau. Il agit comme une seule unité en tant que producteur ou consommateur d'électricité. Ceci est réalisable à l'aide d'une supervision intelligente intégrée dans le micro-réseau. Le concept de micro-réseau seul ou en interaction avec d'autres micro réseaux ou le réseau de distribution fait partie du réseau intelligent.

Les micro-réseaux sont parfois aussi appelés communautés durables, à cause de l'accent fort sur la maîtrise énergétique et l'utilisation optimale des sources d'énergies renouvelables [Als 12], [Veo 11]. Un ensemble de plusieurs micro-réseaux, coexistant et interagissant entre eux, dans les limites d'une ville, forme une ville durable. Cependant la notion de ville durable n'est pas limitée uniquement aux micro-réseaux électriques, mais comprend aussi la maîtrise optimale des eaux, les déchets urbains, les transports et aussi la recherche d'une densité urbaine raisonnable. Dans la notion de ville durable, l'environnement n'est plus dissocié des projets d'urbanisme, ni des orientations économiques, culturelles ou sociales de la ville. Ce souci d'intégration prend en compte un développement sur le long terme et dans une perspective globale. La ville pensée comme environnement humain se substitue progressivement aux préjugés anti-urbains des premières approches écologiques. Ainsi, à la lutte contre les nuisances s'ajoutent des thèmes plus transversaux: reconquête d'espaces publics et parcs, mobilités douces, maîtrise de l'urbanisation [Com 12]. Les « Smart Grid Cities » sont les villes visant avant tout à gérer de façon plus efficace et citoyenne leur consommation d'énergie et celles de leurs administrés. Cela passe, notamment, par une optimisation locale des sources d'approvisionnement et de consommation d'énergie [Sma 12],

et ce à différents pas de temps, et une gestion plus intelligente des réseaux et de l'équilibrage entre la production et la consommation pour faciliter l'insertion des énergies de sources renouvelables et des nouveaux usages (mobilité électrique, etc.). Le rôle des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) est ici clé pour relever ces défis.

Certains projets de villes et quartiers durables en Europe, intégrant des sources d'énergie renouvelables dans des micro-réseaux sont encore à l'étape de développement. Parmi eux figurent: Nice Grid (Nice, France), Issy Grid (Issy-les-Moulineaux), Smart Campus (le campus de Versailles Saint-Quentin).

Dans un système insulaire tel que celui de Malte, la gestion intelligente des réseaux prend tout son sens. En effet, l'île est alimentée exclusivement par deux centrales au fioul et les prix de l'électricité demeurent très élevés. Quant à l'eau, les tarifs sont aussi fonction du prix de l'électricité. En effet, plus de la moitié de l'eau potable est produite par des usines de dessalement utilisant la technique d'osmose inverse, dont 75 % des coûts de production sont directement liés à l'électricité consommée. Dans un contexte de prix du pétrole particulièrement élevés et de raréfaction de l'eau potable à Malte, la gestion intelligente de l'électricité et de l'eau devient un enjeu majeur pour la collectivité [Sma 11]. L'électricien local Enemalta et IBM se sont accordés fin 2008 pour déployer un système biénergies (eau / électricité) sur 5 ans. Ce projet se caractérise par :

- le remplacement de 250 000 compteurs électriques par des compteurs intelligents biénergies, permettant une mesure en temps réel des consommations d'eau et d'électricité,
- l'intégration d'un système de détection des fuites et des pertes non techniques. Ces dernières représentent une partie significative de l'ensemble des pertes sur le réseau électrique (les pertes sur le réseau s'élèvent à 8 % de la consommation électrique),
- la modification des méthodes de comptage et de tarification: paiement à la consommation réelle (et non suivant une estimation), tarifs à différenciation temporelle (auparavant, il n'existait au mieux que deux périodes (jour/nuit) pour les clients professionnels), introduction d'un service de prépaiement,
- l'automatisation et la réalisation à distance des interventions nécessitant auparavant un déplacement d'une équipe sur site,
- l'analyse fine et en temps réel des courbes de charge.

La ville d'Amsterdam fait l'objet d'une initiative portée par Cisco et Accenture. Le projet « Amsterdam Smart City » est un partenariat avec l'opérateur du réseau électrique, Alliander. Ce projet adopte une approche de réduction de l'empreinte carbone (énergie, déchets, transport, éclairage) où la collecte et le traitement des informations sont les outils principaux. Ils permettent l'identification des gisements d'efficacité énergétique pour les bâtiments, l'optimisation du ramassage des ordures ménagères, l'optimisation du transport non carboné pour la livraison de marchandises, etc. [Ams 12].

Par ailleurs, la ville a développé, depuis 2008, 35 centres de télétravail à proximité des zones d'habitat dans le cadre d'un projet précédent. Ce projet s'inscrit dans les initiatives du programme Connected Urban Development (CUD) de Cisco. Ce programme propose des solutions de gestion de la mobilité visant à réduire l'empreinte carbone grâce à une réduction des besoins de mobilité (Smart Work Centers) ou une réduction de l'empreinte carbone des modes de transport utilisés (Connected Bus, Smart Transportation Pricing, Personal Travel Assistant). Ici, le projet a pour objectif de réduire la mobilité journalière des habitants

d'Amsterdam à travers la proximité habitat/travail et l'intégration de services complémentaires au sein des centres de télétravail (garderie, restauration, services bancaires, etc.). La ville a accéléré l'usage des centres de télétravail en convaincant 8 % de ses employés municipaux d'avoir recours au « Smart Work Center », et vise une cible de 15 %.

L'expérience d'Amsterdam en matière de centres de télétravail présente de nombreux avantages et se situe à la convergence des intérêts des différentes parties prenantes. Pour les employeurs publics ou privés, les Smart Work Centers ont permis d'accroître la compétitivité des employés : la réduction des temps de transport se traduit par des gains de productivité estimés à 20 jours/an. Ils permettent aux employeurs de rationaliser les surfaces de travail et de réduire les coûts environnants: le coût d'utilisation d'un télé-centre est de 50 à 70 % inférieur au coût de surfaces de bureaux. Pour les utilisateurs, le dispositif mis en place par la ville d'Amsterdam engendre une amélioration de leur qualité de vie : diminution des temps de transport de 66 minutes par jour en moyenne. L'enjeu pour les autorités locales est triple [Ams 12] :

- réduire l'impact énergétique et environnemental lié à la mobilité. Cisco estime que la mise en place des Smart Work Centers dans la ville d'Amsterdam permettrait de réduire les émissions de CO₂ de la ville de l'ordre de 4 %,
- maintenir une population dans les zones rurales défavorisées, dans les villes satellites,
- revitaliser l'activité économique de l'ensemble de son territoire,
- cette initiative participe à la gestion de la pointe de mobilité et permet, en ce sens, de réduire les besoins d'investissements en infrastructures de transport.

Les consommateurs souhaitant réduire leur facture d'électricité et jouer un rôle plus actif, le développement de micro réseaux urbains répond à l'origine au besoin de pilotage de cette demande énergétique. De par l'utilisation d'un réseau de communication avec un contrôleur central de quartier, il devient possible d'individualiser la gestion de la charge de chaque habitat selon sa volonté mais aussi l'intégration efficace des énergies renouvelables. De nombreux projets de micro-réseaux urbains existent, certains fonctionnent déjà depuis quelques années, d'autres sont encore en construction. Quelques sites expérimentaux, déjà fonctionnants seront cités. Une intense activité de recherche existe en Europe, aux Etats-Unis, au Japon et au Canada sur divers aspects rattachés aux micro-réseaux.

A titre d'exemple, on peut citer en Europe le projet « Microgrids » [Hat 07] financé par la communauté européenne qui s'est terminé fin 2005, suivi par le projet « More Microgrids », finalisé en 2010. Ce projet a été développé par un consortium constitué de plusieurs institutions de recherche et compagnies européennes (22 partenaires de 11 pays), dans le problème de l'intégration des ressources d'énergie décentralisées avec l'objectif de préparer l'intégration sûre et fiable des micro-réseaux dans le réseau européen. Dans le cadre de ce projet, les micro-réseaux sont définis comme des systèmes « qui comportent des systèmes de distribution de basse tension avec des sources d'énergie distribuée, des systèmes de stockage et des charges contrôlables. Les micro-réseaux sont connectés au réseau de distribution mais peuvent également travailler en mode isolé, en cas de défaut provenant du réseau principal. Les principaux résultats sont:

- Enquête et comparaison sur les nouveaux contrôleurs permettant d'assurer un fonctionnement efficace du micro réseau,
- Développement de stratégies alternatives de contrôle utilisant de nouvelles technologies d'informatique et de télécommunication. Conception de nouvelles méthodes pour la protection et la régulation de fréquence,

- Etude de l'impact sur le fonctionnement du système électrique incluant l'évaluation des intérêts d'un micro réseau au niveau de l'amélioration de la fiabilité, la réduction des pertes du réseau électrique et les intérêts environnementaux,
- Exploration de l'impact sur le développement des infrastructures de réseau de distribution d'électricité et notamment la quantification des avantages du micro réseau pour le réseau public,
- Essais de nouvelles stratégies de contrôle sur les installations actuelles et validations de diverses architectures de micro réseau connecté au réseau public ou en mode isolé.

1.7.2. L'île de Kythnos, Grèce [Mit 06].

Ce micro-réseau isolé (fig. 1.18) fournit de l'électricité pour 12 maisons dans une petite vallée de Kythnos, une île dans l'archipel des Cyclades de la mer Egée. Le système de génération comprend des panneaux photovoltaïques de 10kW puissance crête, un banc de batteries de 53 kWh et un générateur diesel de 5kW. La deuxième centrale de PV d'environ 2 kW crête, installée sur le toit du bâtiment de contrôle, fournit la puissance électrique pour les dispositifs de surveillance et de communication.

L'électricité résidentielle est alimentée par trois onduleurs «SMA Sunny island » avec des batteries connecté en parallèle. La configuration de couplage en maître-esclave repose sur l'utilisation en fonctionnement normal d'une seule unité de batteries de forte puissance. Les deux autres onduleurs sont utilisés uniquement lorsqu'une puissance supérieure est exigée par les consommateurs. Les onduleurs associés avec batteries peuvent envoyer une commande d'effacement de charge pour déconnecter certains consommateurs si l'état de charge des batteries est faible. Le site est un exemple réussi qui vérifie des solutions spécifiques à un micro réseau et en particulier le pilotage en mode isolé et contrôle des charges.

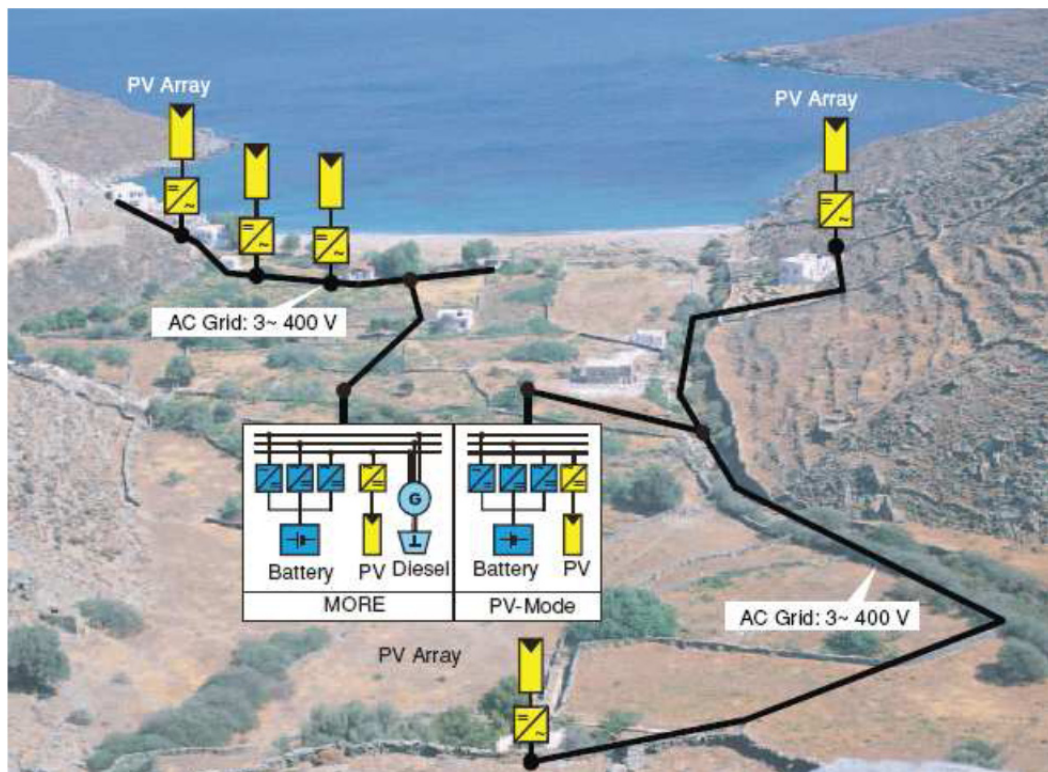


Fig. 1.18. Le micro-réseau de l'île Kythnos, Grèce [Hat 07]

1.7.3. Le village de Bronsbergen, Pays-Bas

Dans le village de Bronsbergen aux Pays-Bas, toutes les maisons sont équipées d'installations photovoltaïques, la puissance crête totale étant de 315kW [Cob 08]. Durant la période d'été l'électricité générée par ces installations PV est suffisante pour couvrir la consommation locale des 210 maisons, dont la puissance moyenne des charges est près de 200kW. En plus, des batteries d'une capacité totale de 700kWh sont installées pour stocker l'électricité en excès. La conversion DC/AC est centralisée par deux onduleurs de 200kVA. Ce micro-réseau est piloté par un contrôleur central. Il fait la supervision de la consommation, la production et l'état de charge des batteries. Lorsque la consommation est inférieure à la production et l'état de charge des batteries est au maximum, la puissance en excès est injectée dans le réseau de distribution. L'apport scientifique de ce projet est la capacité de ce micro-réseau à réaliser la déconnexion et reconnexion avec synchronisation automatique au réseau de distribution.

1.7.4. Site expérimental du General Electric

GE a développé en Californie, Etats-Unis une plate-forme expérimentale appelée «Microgrids Energy Management» (MEM) [Cer 10] (fig. 1.19).

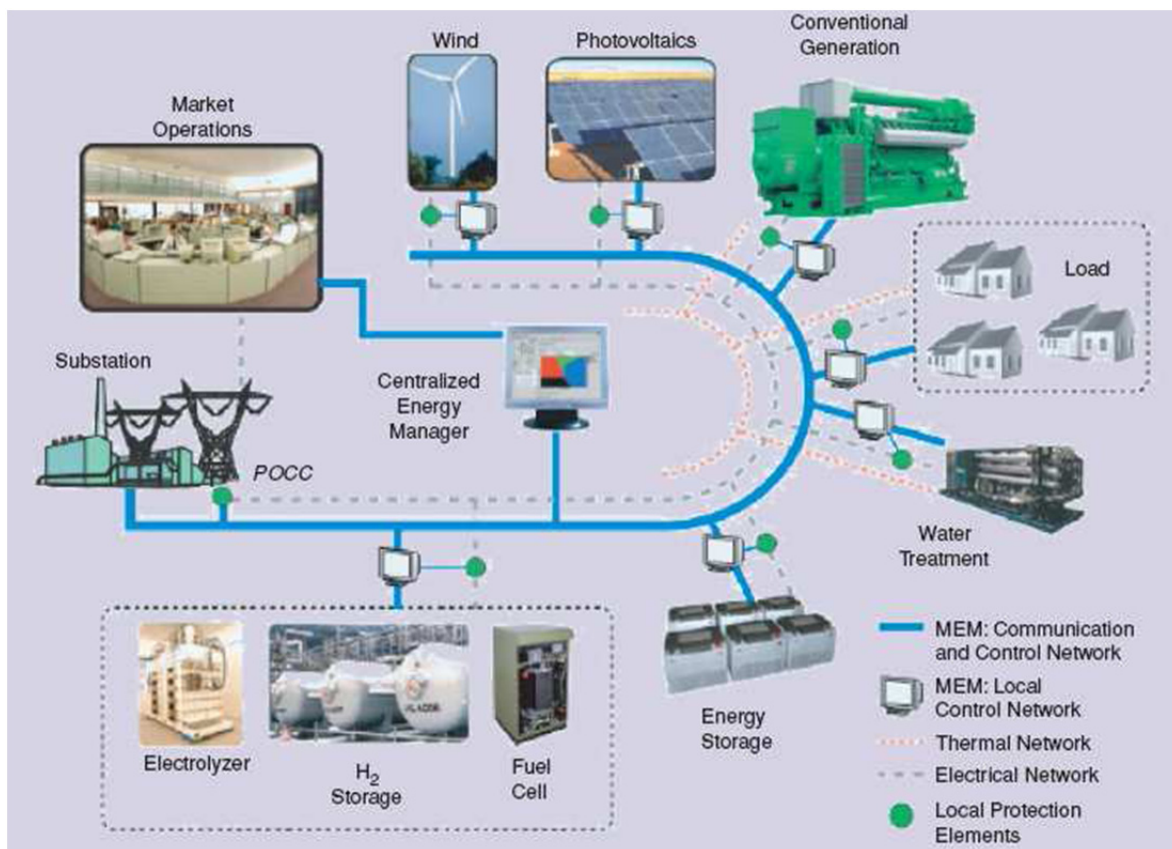


Fig. 1.19. Architecture du micro-réseau expérimental de General Electric [Cer 10]

Des contrôleurs locaux sont montés au point de couplage des générateurs et des charges au micro-réseau. Au niveau de la supervision centrale, au cœur de la MEM, le «Centralized Energy Manager» fait une optimisation du fonctionnement des générateurs dans le micro-réseau, basée sur des données prédictives pour la consommation et disponibilité des sources d'énergie renouvelables de façon à répondre aux objectifs tels que la réduction des coûts de fonctionnement ou la minimisation de l'impact des émissions. Ce programme est

complémentaire à un certain nombre de programmes de recherche de General Electric dans ce domaine. Par exemple, alors que le projet CERTS (aussi avec la participation de GE) est destiné à la conception des contrôleurs locaux des générateurs décentralisés dans un micro-réseau, les travaux sur cette plate-forme sont concentrés sur le développement de la boucle externe de supervision qui permet d'optimiser l'utilisation de l'énergie à partir des générateurs à combustible, des coûts d'exploitation et enfin d'augmenter le taux d'utilisation des sources d'énergie renouvelable.

1.7.5. Les sites expérimentaux au Japon

Les sites de micro-réseaux expérimentaux et démonstratifs au Japon sont parmi les plus développés. Le gouvernement japonais a fixé des objectifs ambitieux pour accroître la contribution des sources d'énergies renouvelables, comme éolien et PV, surtout après la crise nucléaire de Fukushima. La problématique générale est de surmonter les dégradations dans la qualité de l'énergie électrique, causées par les fluctuations de puissance des sources d'énergie renouvelables. Traditionnellement au Japon, beaucoup de clients exploitent aussi des générateurs dispersés à base de combustibles fossiles, tels que le gaz naturel, par des groupes de cogénération. Dans le cas de l'utilisation de sources d'énergies renouvelables intermittentes, on équilibre la production et la demande grâce à l'achat de puissance du réseau de distribution public. Dans les deux cas, l'achat d'une puissance complémentaire est nécessaire, ce qui provoque parfois des surconsommations du réseau pendant une courte durée. Les groupements des générateurs et charges locaux en micro-réseaux peuvent contribuer à fournir de la puissance aux charges suivant en équilibrant ses propres besoins énergétiques et en utilisant les sources contrôlables pour équilibrer les fluctuations des charges et les fluctuations de la production renouvelable. Le but des projets de recherche au Japon est de former des micro-réseaux avec stockage électrique qui peuvent entièrement compenser la fourniture intermittente d'énergie renouvelable et être considérés par le réseau de distribution comme des consommateurs ou générateurs d'une puissance constante. Ce principe a conduit la recherche japonaise à mettre l'accent sur la gestion du stockage et des charges.

L'organisation nommée « New Energy and Industrial Technology Development Organization » (NEDO), a mené à la construction de quelques sites expérimentaux de micro-réseaux : Sendai, Aichi, Kyotango, Akagi, Hachinoe et la centrale du NEDO à Kawasaki [Hir 07]. Tous les efforts étant concentrés sur l'intégration de sources d'énergie renouvelable dans un réseau de distribution local et le pilotage de l'ensemble [Hir 12]. Les deux projets d'une taille importante : Sendai et Kyotango seront détaillés ci-dessous.

Sur le site de Sendai (fig. 1.20), les sources à base d'énergie renouvelable comprennent une installation PV de 50 kW, des piles à combustible (MCFC) avec une puissance nominale de 250 kW et la biomasse, utilisée pour la production du méthane et fourniture d'électricité et de chaleur (CHP). Les unités de production sont quatre turbines à gaz de 175 kW chacune (700 kW en total). Le système dispose aussi d'un banc de batteries d'une puissance maximale de 100 kW. Ce micro réseau alimente sept bâtiments à Hachinohe. Depuis l'installation de ce micro-réseau en 2006, la consommation d'énergie primaire a diminué de 57,3%, grâce à une réduction des achats d'électricité, tandis que les émissions de carbone ont également été réduites avec 47,8%. Cependant, ce micro-réseau n'est pas encore capable de fonctionner en mode autonome pour une durée supérieure d'une semaine.

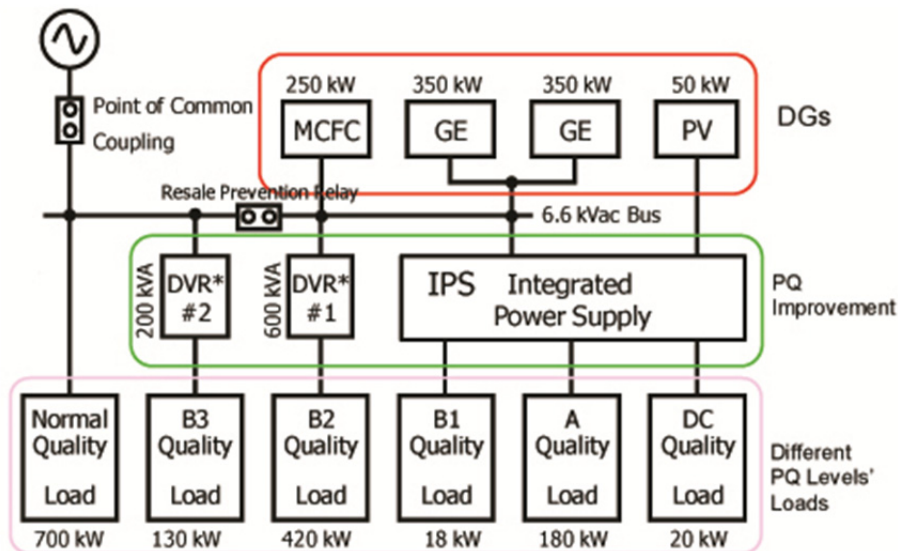


Fig. 1.20. Le micro-réseau expérimental du Sendai [Hir 12]

Le micro-réseau dans la ville de Kyotango, au nord de Kyoto. Le projet est appelé “Project Eco Energy in Kyoto” [Mar 07]. Son exploitation a commencé en 2006. Il intègre des installations PV de 50 kW crête, éoliennes avec une puissance de 50 kW, 5 groupes électrogènes, fonctionnant à gaz naturel, chacune avec une puissance nominale de 80 kW, une pile à combustible de 250 kW et un banc des batteries de puissance maximale de 100 kW. Le centre de contrôle de l'énergie communique avec les générateurs dispersés par internet sur le réseau de télécommunication, coordonner le fonctionnement de l'ensemble. En cas d'excès, l'énergie peut aussi être injectée dans le réseau de distribution.

1.8. Conclusion et positionnement des travaux

Dans ce chapitre, le contexte de cette thèse a été présenté, ainsi que l'état de l'art sur les projets de micro-réseaux et l'intégration de la génération d'électricité décentralisée.

L'accroissement de la consommation énergétique mondiale et les changements climatiques sont les raisons principales de la recherche de nouvelles technologies de génération d'électricité qui ne sont pas dépendantes des carburants fossiles et qui ne menacent pas l'environnement. Les sources d'énergie renouvelable peuvent jouer un rôle principal pour satisfaire une grande partie des besoins énergétiques de l'humanité. Etant donné que les secteurs résidentiel et industriel sont parmi les plus grandes consommateurs d'énergie électrique, l'apparition de la production d'électricité décentralisée est venue assurer partiellement les besoins énergétiques en local et augmenter l'utilisation des sources renouvelables.

Une simple augmentation de la part des énergies renouvelables peut aussi avoir des effets néfastes pour la stabilité et le bon fonctionnement de la totalité du système électrique. Les générateurs actuels, basés sur des sources d'énergie renouvelables ne peuvent pas participer aux services système et leur production a un caractère parfois difficilement prévisible. C'est pourquoi nous allons considérer des générateurs à base d'énergie renouvelable actifs, c'est-à-dire interfacé avec un gestionnaire de réseau. Ces derniers seront présentés dans le chapitre suivant. Ce nouveau type de générateur doit encore être intégré dans la gestion des réseaux. Des pistes seront proposées au chapitre 3.

Le système électrique actuel est conçu d'une manière hiérarchique et centralisé. Une évolution de la structure du système électrique est nécessaire vers un réseau intelligent. En rendant le système électrique plus interconnecté au niveau des flux d'information et plus décentralisé au niveau de la gestion de la production d'électricité, une meilleure efficacité du fonctionnement de tout le système électrique est attendue. Dans cette optique, nous allons considérer des groupements locaux de générateurs et de consommateurs agrégés en micro-réseaux, qui peuvent paraître du point de vue du système électrique soit comme consommateurs, soit comme producteurs d'énergie électrique.

L'étude bibliographique sur les projets de micro-réseaux expérimentaux, autonomes ou connectés au réseau, a montré un fort intérêt applicatif pour les quartiers résidentiel durable et la ville durable. C'est cette application qui sera considérée au chapitre 4.

Chaque micro-réseau est supervisé par un contrôleur central :

- qui suit la demande en énergie, la disponibilité des sources, les prix,
- qui fait une optimisation de la planification opérationnelle des sources et consommateurs locaux et
- qui communique ses besoins ou excès en énergie avec l'opérateur du réseau de distribution.

Les stratégies et les algorithmes d'optimisation du fonctionnement du contrôleur central restent encore à développer notamment par rapport à l'intégration de nouveaux matériels utilisés pour le réglage des réseaux et de nouvelles approches pour prévoir avec une grande précision les besoins des consommateurs et les excès d'énergie des générateurs intermittents (passifs). Par rapport à ces besoins, nous allons développer au chapitre 3 des algorithmes d'optimisation reposant sur des prédictions afin d'intégrer des générateurs actifs PV et des turbines à gaz. En outre, pour améliorer la précision, une technique d'ajustement exploitant le réseau de communication entre générateurs et le gestionnaire de réseau sera aussi développé.

Chapitre 2

La gestion des micro-réseaux et les nouvelles technologies à exploiter

2.1. Introduction

Après une forte croissance des Générateurs à base d'Energie Renouvelables (GENR), ces dernières années, la production d'électricité décentralisée dans les réseaux de basse tension croît de plus en plus. L'intérêt durable est plutôt d'utiliser les GENR pour satisfaire une part de la consommation locale. Les systèmes photovoltaïques, les éoliennes de petite puissance, d'autres sources d'énergie renouvelable et le stockage local d'électricité joueront un rôle de plus en plus important pour l'approvisionnement en électricité. Toutes ces technologies sont appelées "production décentralisée". Elles peuvent avoir les impacts suivants:

- réduction des émissions des gaz à effet de serre,
- augmentation de l'efficacité énergétique globale,
- augmentation de la qualité et de la fiabilité de l'électricité livrée aux consommateurs.

Cependant, l'augmentation de la production décentralisée crée de nouveaux défis face à l'exploitation et au contrôle des réseaux basse tension d'aujourd'hui. Jusqu'à maintenant, les problèmes provenant de l'intégration d'installations domestiques, basées sur des énergies renouvelables, étaient surmontés en renforçant les réseaux de distribution. Cela implique des surdimensionnements et donc des investissements ; ce qui n'est pas la manière optimale d'intégrer la production décentralisée à grande échelle.

L'évolution vers une nouvelle architecture des systèmes électriques doit être envisagée pour répondre aux nouveaux défis de la production décentralisée et pour exploiter d'une manière optimale le potentiel des technologies basées sur des sources d'énergie renouvelables. Cette évolution repose sur l'utilisation de nouveaux matériels, tels que l'électronique de puissance, les réseaux de communication, des technologies de stockage et de cogénération, etc., qui permettront de nouvelles méthodes de gestion rendues nécessaires par l'arrivée massive de production décentralisée. Deux technologies clefs seront abordées dans ce chapitre : les générateurs actifs et les micro-turbines à gaz, très souvent utilisées dans des systèmes de cogénération énergétique.

Le fonctionnement d'un générateur actif, basé sur une installation PV avec des dispositifs de stockage et de nouveaux algorithmes de contrôle sera présenté ainsi qu'un algorithme de suivi du point de puissance maximale et de puissance limitée d'une installation PV.

Ensuite, un modèle d'une micro turbine permettant de quantifier les émissions de CO₂ équivalent et la consommation en gaz, sera introduit.

A la fin du chapitre, l'organisation du système de gestion d'un micro-réseau sera détaillée avec les différentes fonctions de contrôle et leur classification dans le temps. Ce système sera utilisé au chapitre suivant qui présente un nouvel algorithme de planification opérationnelle déterministe d'un micro-réseau.

2.2. Générateur actif

2.2.1. Limites et évolutions rendues nécessaires

Un des problèmes principaux des générateurs PV actuels est que leur sortie en puissance fluctue et dépend des conditions météorologiques. De plus, leur dispositif de commande permet seulement de délivrer leur puissance maximale. Ainsi, plus de puissance que nécessaire pour le réseau peut être générée et engendrer des instabilités électriques si elle

n'est pas consommée. Ainsi le taux de pénétration maximum des générateurs PV passifs dans les réseaux est limité et l'électricité produite par ces générateurs n'est pas toujours utilisée.

Une solution transitoire est de déconnecter la production PV lorsque celle-ci ne peut être consommée localement afin d'éviter d'aggraver les problèmes sur le réseau électrique. Bien qu'efficace, cette solution ne peut être satisfaisante notamment vis-à-vis des besoins de production la nuit.

Une façon d'augmenter le taux de pénétration des générateurs PV est de faire évoluer les générateurs non-contrôlables (passifs) de façon à les rendre pilotables comme tous générateurs conventionnels. Ces nouveaux générateurs dits « actifs » offrent de nouvelles flexibilités pour les gestionnaires de réseau et peuvent aussi participer au réglage primaire de la tension et de la fréquence.

Les générateurs actifs considérés dans ce mémoire de thèse comprennent des batteries permettant de garantir une disponibilité énergétique sur le long terme et des supercondensateurs pour la régulation instantanée des puissances en interne. Grâce à l'intégration de ces technologies de stockage et à un système de supervision locale, ce générateur est capable de délivrer une puissance prescrite ainsi que des services pour le micro-réseau dans la mesure où l'état de charge des batteries est suffisant [Lu 10].

2.2.2. Structures d'un générateur hybride multisource

La structure en cascade (fig. 2.1) est utilisée souvent dans les systèmes PV autonomes. Les batteries sont connectées directement au bus DC de l'onduleur. L'installation PV est couplée à travers un convertisseur électronique, qui suit le point de puissance maximal, au banc de batteries. Cependant, cette structure possède un désavantage important: la nature stochastique de l'énergie produite par l'installation PV peut provoquer un charge (ou décharge) rapide des batteries, avec un courant important. Ceci provoque un vieillissement prématuré des batteries selon les technologies.

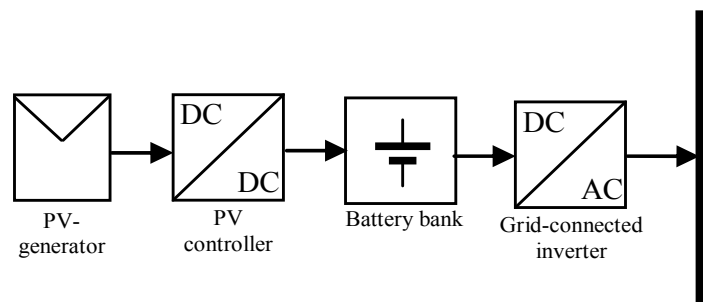


Fig. 2.1. Structure d'un générateur hybride en cascade [LU 10]

Afin d'utiliser des batteries de faible coût (par exemple Plomb acide) d'une manière plus efficace, d'autres structures ont été recherchées et étudiées [Bha 05], [Li 08] et [Yu 04]. Un générateur hybride à bus commun en courant alternatif (fig.2.2 a) peut être constitué en raccordant en AC les équipements et en les coordonnant par un contrôleur centralisé. L'avantage est que les sources et les dispositifs de stockage peuvent être de forte puissance et situés sur de longues distances. Cette structure a aussi deux désavantages importants:

- la tension et la fréquence du réseau alternatif doivent être maintenues dans des limites très strictes afin d'assurer la stabilité du fonctionnement du générateur,
- chaque élément du système doit être interfacé au réseau par un onduleur, ce qui augmente le coût global du système.

Dans les générateurs hybrides à bus commun DC, tous les éléments du système sont connectés sur un bus DC à travers des convertisseurs électroniques. Le générateur est raccordé au réseau à travers un onduleur (fig. 2.2 b). Cette configuration offre plus de flexibilités pour le pilotage de chaque source (PV, unités de stockage) et c'est la raison pourquoi elle a été utilisée au L2EP pour la conception du générateur PV actif [Lu 08]. Afin de pouvoir compenser les fluctuations court-terme de la puissance des panneaux PV (3 kW_c), des supercondensateurs sont utilisés et dimensionnés pour pouvoir substituer la puissance crête de l'installation (3 kW) sur une durée de 12 minutes (dans les limites imposées par l'état de charge des supercondensateurs). Afin d'avoir une réserve locale en énergie, un banc de batteries de 106 Ah est utilisé. Ainsi, en cas d'indisponibilité d'énergie solaire, le générateur est à même de fonctionner au-delà de 1h. Cette caractéristique lui permet de pouvoir participer au marché de l'électricité et de garantir un volume de production d'électricité sur au moins une heure. La référence [Bel 13] a montré qu'un dimensionnement du stockage correspondant à la puissance crête des PV sur un pas de temps d'une heure permet une disponibilité d'une puissance constante pendant 91% du temps.

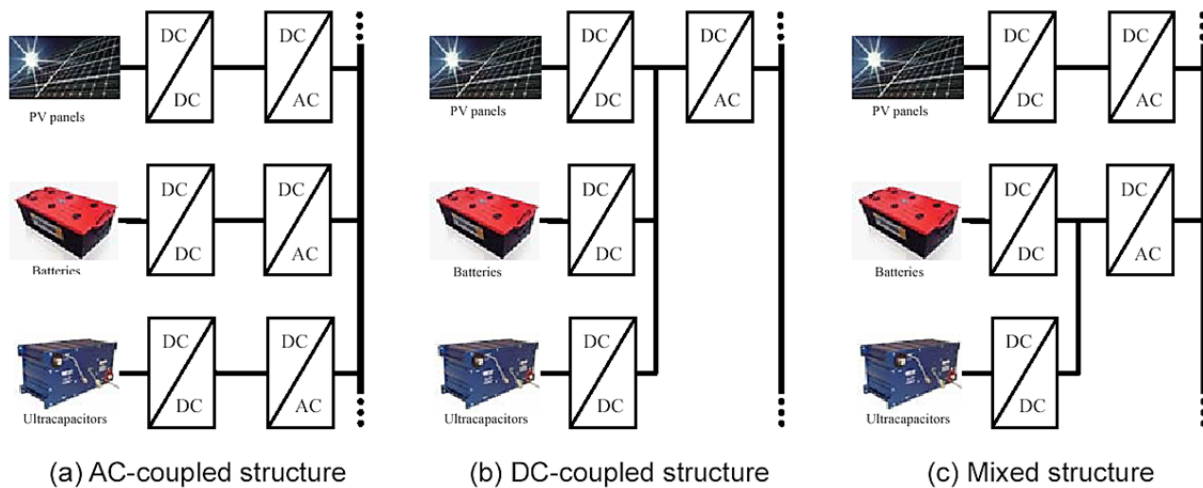


Fig. 2.2. Structures de générateurs actifs hybrides [LU 10]

2.2.3. Contrôle hiérarchique du générateur actif

La principale originalité d'un générateur actif est qu'il reçoit des références de puissance active et réactive, constante sur un pas de temps, qu'il doit ensuite générer.

Grace au pilotage des convertisseurs électroniques de puissance (fig. 2.3), les flux de puissance des différentes sources doivent être pilotés précisément pour exécuter les références de puissance, imposées par le contrôleur central du micro-réseau (P_{ag_ref} , Q_{ag_ref}). Pour réaliser les objectifs du pilotage, les problèmes suivants émergent:

- une gestion rapide et exacte de la puissance, délivrée par chaque source,
- un contrôle de la charge/décharge des super condensateurs et des batteries, en respectant les limites de leur état de charge et les courants maximaux de charge/décharge.

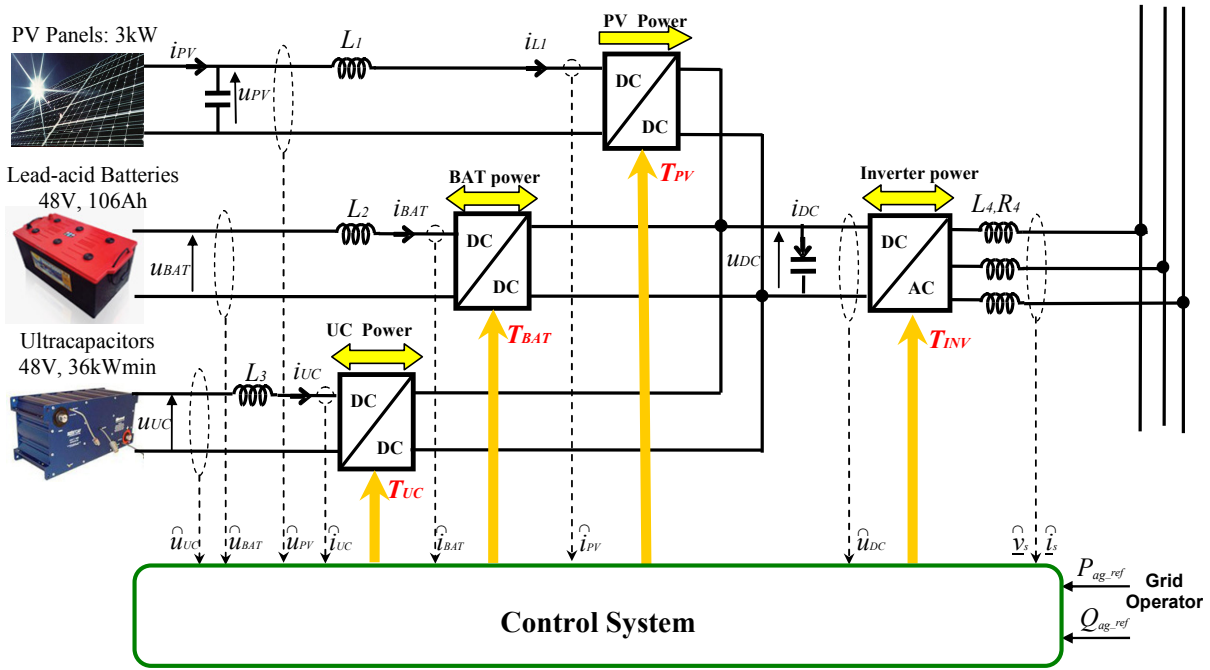


Fig. 2.3. Les grandeurs mesurées et pilotées au sein du générateur actif [Lu 10]

De nombreuses stratégies existent pour le pilotage d'un système hybride multisource comprenant une source d'énergie renouvelable et des dispositifs de stockage [Lu 09]. Des réalisations, utilisant la logique floue ou des réseaux de neurones [Haj 07] [Mor 06] ou la régulation par le bus DC ont été proposées [Aya 07] [Mar 05] [Tho 09]. En raison de sa clarté de conception et d'organisation, nous avons utilisé une commande hiérarchique qui est maintenant rappelée.

Selon les grandeurs mesurées et les références de puissance, le système de contrôle donne les consignes de commande aux convertisseurs électroniques des trois sources (hacheurs) et le convertisseur d'interface réseau (onduleur triphasé) [Fra 96]. Cela est fait par l'intermédiaire de quatre niveaux de commande (fig. 2.4):

- L'automate de Contrôle des modes de marche (Mode control),
- l'automate de Commande Eloignée (Power control),
- les automates de Commande Rapprochée de chaque convertisseur (Automatic Control),
- les blocs de Contrôle de Commutations (Switching Control).

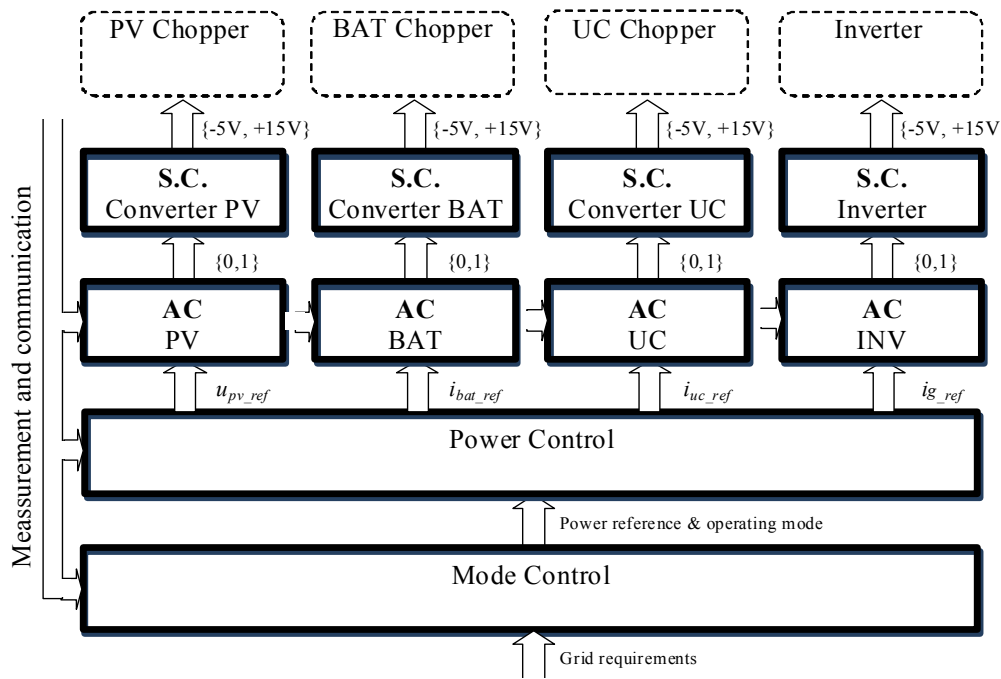


Fig. 2.4. Structure de la commande hiérarchique du générateur actif [Lu 10]

Le contrôle des modes de marche reçoit les références de puissance de l'opérateur du réseau (ou MCEMS dans le cas d'un micro-réseau à commande hiérarchique) et l'information sur les états de charge des supercondensateurs et des batteries. Ensuite, il calcule la référence de puissance à échanger avec les supercondensateurs et les batteries et les transmet au niveau suivant: contrôle de puissance. Dans ce niveau, les références de puissance sont transformées en références de courant ou tension et sont transmises au niveau de la commande rapprochée (fig. 2.5). La commande rapprochée donne des consignes à chaque convertisseur pour piloter le courant des éléments de stockage, la tension aux bornes des panneaux PV (suivi du point de puissance maximale ou limitée selon le mode de marche), la tension du bus continu et les courants injectés au réseau. Finalement, le bloc de contrôle de commutations donne les signaux de commutation des semi-conducteurs pour effectuer la commande souhaitée.

En fonction de la disponibilité de chaque source et l'état de charge des batteries, le contrôleur des modes de marche choisit un mode parmi trois:

- Mode normal,
- Mode limitation,
- Mode déconnexion.

Pour le fonctionnement normal du générateur actif, il est nécessaire que l'état de charge des batteries soit entre la valeur minimale et maximale (SOC_{min} et SOC_{max}). Dans ce mode, les panneaux PV fonctionnent en puissance maximale et l'automate de commande rapprochée fait le suivi du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking - MPPT). Si l'état de charge des batteries est inférieur à l'état de charge minimal, elles ne peuvent plus exercer leur fonction de tampon pour lisser la puissance PV et alors le générateur actif passe dans le mode "déconnexion réseau" et charge les batteries jusqu'à ce qu'elles dépassent leur état de charge minimal. Au contraire, quand l'état de charge des batteries est égal à l'état de charge maximal, le générateur actif passe en régime de limitation. Dans ce cas, l'automate de commande rapprochée impose un point de fonctionnement aux panneaux PV qui correspond à la puissance limitée. Une nouvelle approche de suivi des points de puissance maximale et

limitée d'une installation PV, utilisant la logique floue, a été conçue et étudiée lors des travaux de cette thèse et est détaillée dans ce chapitre. La sélection des modes de marche est présentée sous la forme d'un algorithme sur la fig. 2.6.

La conception du générateur actif, ainsi que toutes les systèmes de commande et leur modélisation sont développées en détails dans le mémoire de thèse de Di Lu [Lu 10].

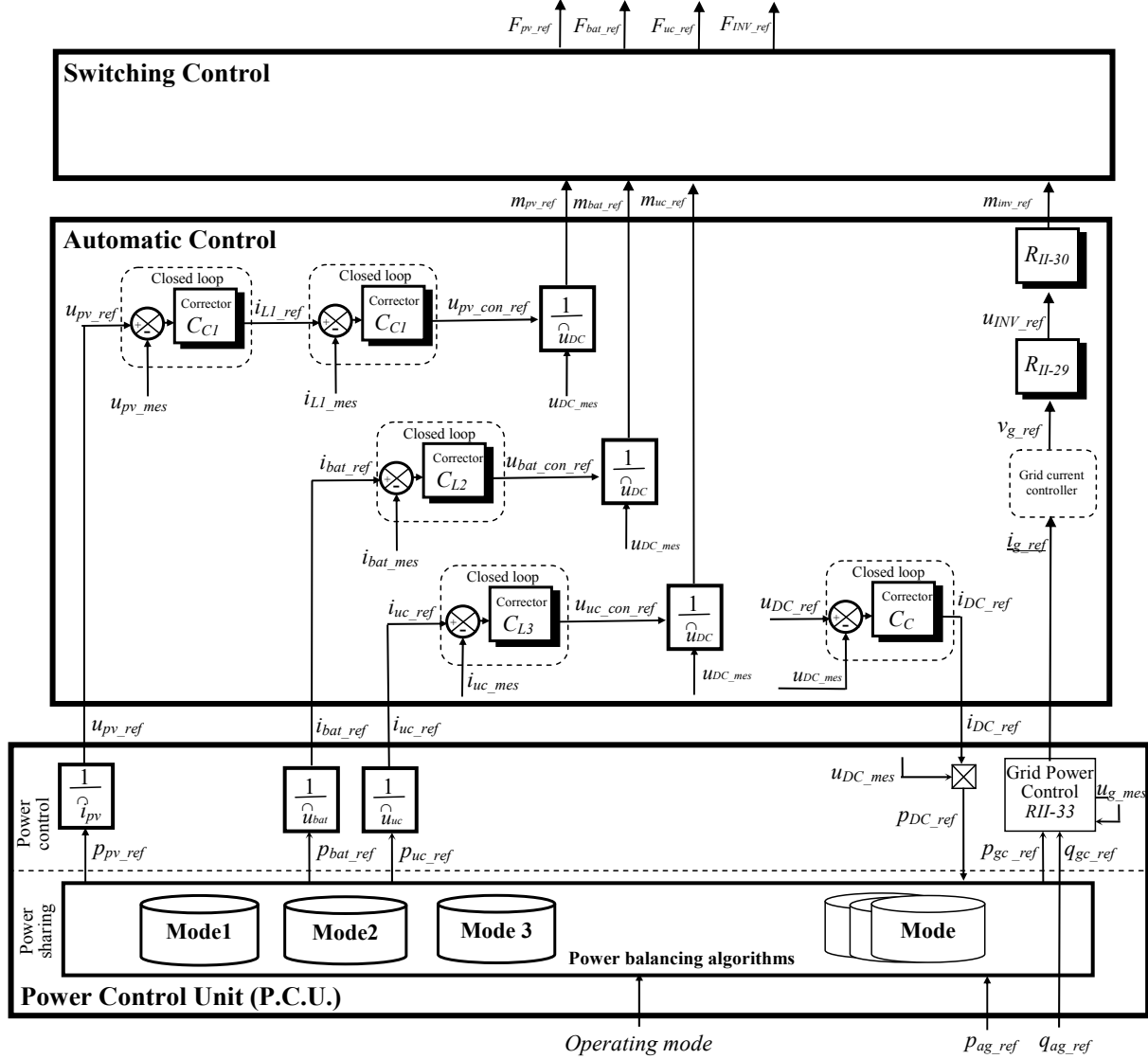


Fig. 2.5. Représentation par schéma-bloc de la commande hiérarchique [Lu 10]

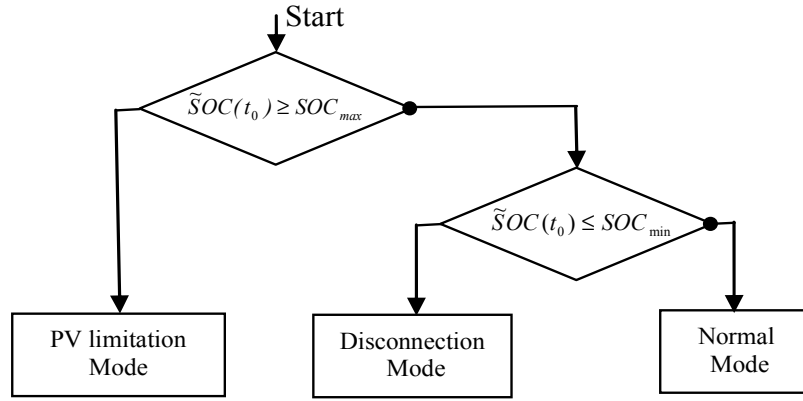


Fig. 2.6. Algorithme de choix des modes de marche du générateur actif

2.2.4. Organisation modifiée de la commande de la chaîne de conversion PV

En considérant le modèle moyen équivalent du hacheur, le circuit électrique équivalent de la chaîne de conversion PV est présenté sur la fig. 2.7.

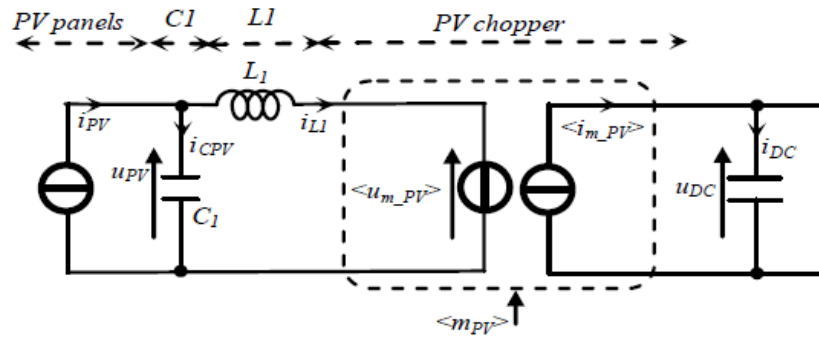


Fig. 2.7. Schéma électrique équivalent de la chaîne de conversion PV

L'installation PV est considérée comme une source de courant continu (i_{PV}). La tension aux bornes de l'installation PV est imposée par le condensateur C_1 . En supposant les pertes dans le filtre nulles, on obtient le modèle dynamique suivant :

$$\begin{cases} \frac{dU_{PV}}{dt} = \frac{1}{C_1} \cdot i_{CPV}(t) \\ i_{CPV}(t) = i_{PV}(t) - i_{L1}(t) \end{cases} \quad (2.1)$$

Si la valeur moyenne du courant à du condensateur C_1 (i_{CPV}) est nulle, la valeur moyenne du courant i_{L1} sera égale à la valeur moyenne du courant PV i_{PV} . La valeur moyenne de la tension du hacheur PV ($\langle U_{m_PV} \rangle$) est calculée à partir de la tension du bus DC ($\langle U_{DC} \rangle$) et le rapport cyclique du hacheur (m_{PV}) :

$$\begin{cases} \langle U_{m_PV} \rangle = m_{PV} \cdot U_{DC}(t) \\ \langle i_{m_PV} \rangle = m_{PV} \cdot i_{L1}(t) \end{cases} \quad (2.2)$$

Dans un régime établi, la valeur moyenne du courant i_{CPV} est égale à zéro et la tension U_{PV} aux bornes du condensateur C ne change pas sa valeur. Ainsi pour réaliser le suivi du point de puissance maximale (dont les variations sont plus lentes que la période de

commutation du hacheur, 0,1 ms), la valeur moyenne du courant i_{L1} peut être considérée égale à la valeur moyenne du courant i_{PV} .

$$\langle i_{L1} \rangle = \langle i_{PV} \rangle \quad (2.3)$$

Pour réaliser le suivi du point de puissance maximale de la chaîne PV, la grandeur contrôlée est i_{L1} et elle influence U_{pv} . Le contrôle de la chaîne de conversion par le courant i_{L1} est réalisable aussi parce que le contrôleur flou (Fuzzy Logic Controller), basé sur la méthode « perturbation et observation » est capable de trouver et faire le suivi du point de puissance maximale d'une chaîne PV sans connaître les valeurs de la tension ou du courant au point de puissance maximale U_{MPP} et I_{MPP} . Ceci induit la suppression de la boucle de contrôle de la tension aux bornes du panneau (U_{PV}). La nouvelle commande hiérarchique proposée pour l'intégration du suivi du point de puissance maximale PV à l'aide d'un superviseur flou est présentée sur la fig. 2.8.

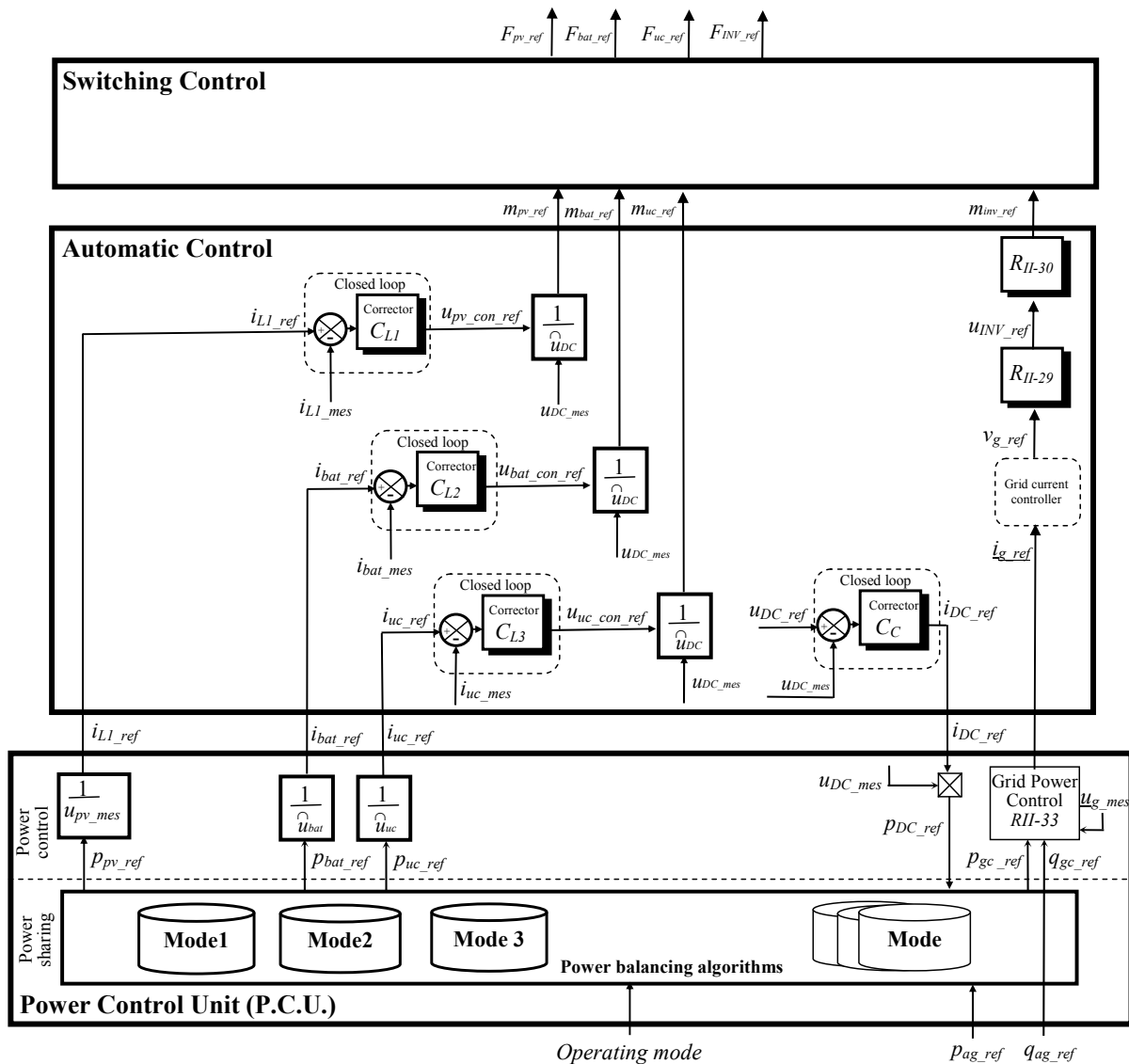


Fig. 2.8. Représentation par schéma-bloc de la commande hiérarchique modifiée

2.3. Suivi du point de puissance maximale d'une installation PV

2.3.1. Caractéristique technologique d'un panneau et contraintes

La caractéristique courant/tension d'une installation photovoltaïque soumise à une irradiation solaire constante correspond à la forme de celle de la fig. 2.9.

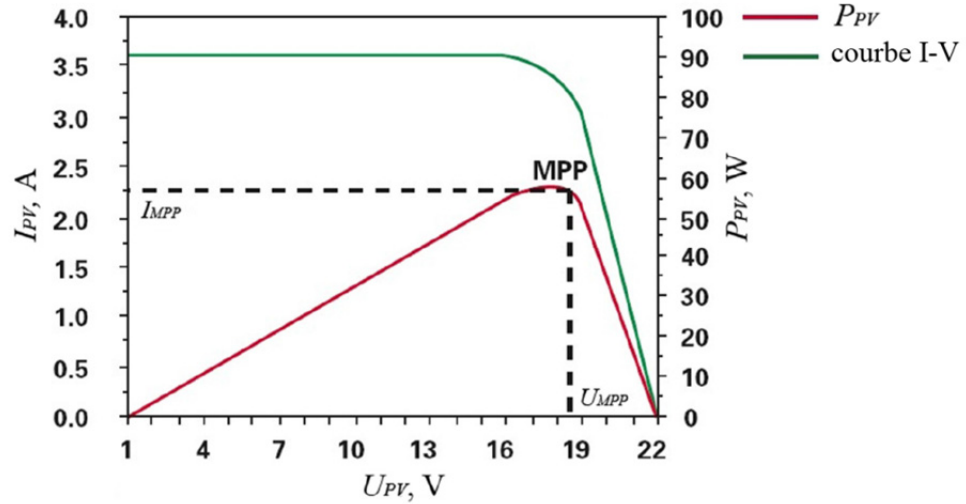


Fig. 2.9. Courbe I-V typique d'une chaîne PV sous irradiation solaire constante [Hoh 03]

Sur cette courbe, il y a un point unique de puissance maximale (Maximum Power Point : MPP). Le point de puissance maximale n'est pas connu à priori et se déplace en fonction des variations de la température des cellules et de l'irradiation solaire (fig. 2.10 et 2.11).

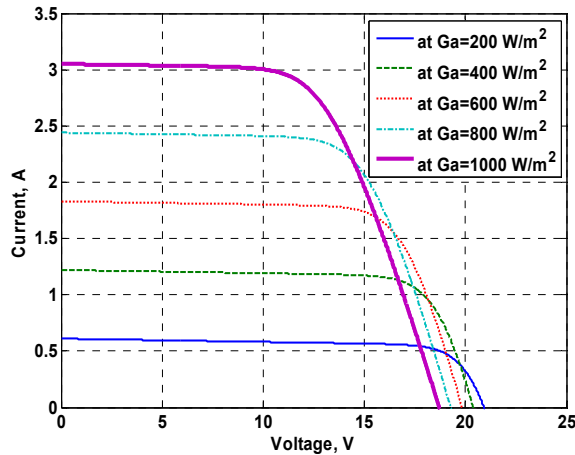


Fig. 2.10. Courbes I-V typiques sous une température constante et différentes valeurs de l'irradiation solaire

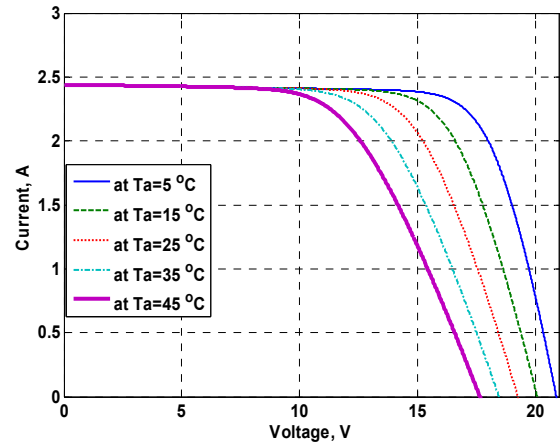


Fig. 2.11. Courbes I-V typiques sous une irradiation solaire constante et différentes valeurs de la température des cellules PV

Avec une connaissance de plusieurs points de ces caractéristiques, obtenues expérimentalement, il est possible de construire une surface de la tension au point de puissance maximale V_{MPP} en fonction de l'irradiation solaire G_a et la température ambiante T_a (fig.2.12).

Ensuite, à l'aide des capteurs d'irradiation solaire et de température il est possible de réaliser un suivi de puissance maximale à partir de ces caractéristiques. C'est une méthode de MPPT qui est difficilement adaptable pour différentes technologies de systèmes PV, car elle exige une connaissance parfaite de chaque système, mais néanmoins elle reste utile pour faire des études sur la précision et le comportement d'autres méthodes [Laz 13]. Un convertisseur DC-DC et un condensateur sont utilisés pour imposer la tension aux bornes du panneau afin d'obtenir un courant généré (ou une puissance) fixé. Pour trouver le point de puissance maximale quel que soit les conditions extérieures (irradiation solaire, température, ...) plusieurs méthodes ont été proposées [Hoh 03], [Far 08], [Aze 08], [Jai 07].

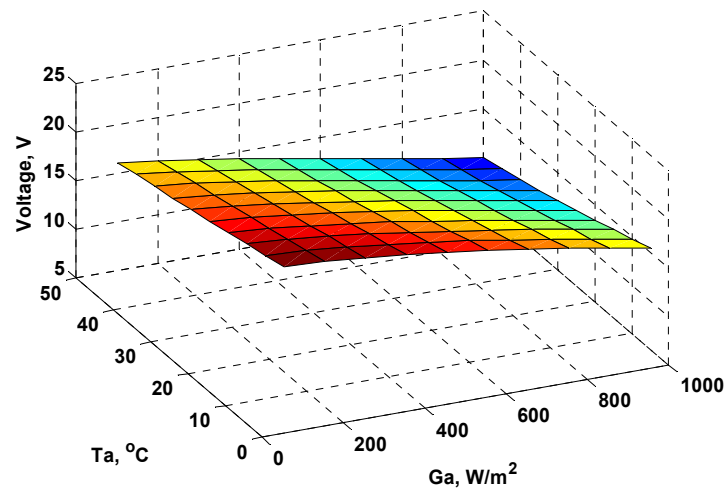


Fig. 2.12. Surface de V_{MPP} en fonction de la température ambiante et de l'irradiation solaire ($V_{MPP}=f(G_a, T_a)$)

2.3.2. La méthode de perturbation et observation (P&O)

La méthode "Perturb and Observe" (P&O - Perturbation et Observation) est la plus souvent utilisée car elle est relativement facile à implanter et est efficace.

Le principe de base de la méthode P&O consiste à appliquer un incrément à la tension ou au courant de l'installation PV (ΔI ou ΔV) et à mesurer le changement dans la puissance (ΔP). Si ΔP est positif, alors le point de fonctionnement de l'installation a été déplacé vers le point de puissance maximale et, dans ce cas, une perturbation est encore appliquée dans la même direction (avec le même signe algébrique). Si ΔP est négatif, alors le point du fonctionnement du système s'est éloigné du point de puissance maximale et la perturbation prochaine est appliquée dans le sens inverse afin de "converger" vers le maximum de la puissance.

La méthode P&O possède des désavantages. Le premier est que cette approche fait osciller en permanence le point de fonctionnement autour du point de puissance maximale. Le deuxième désavantage est qu'en cas d'irradiation solaire faible, la courbe de la puissance en fonction de la tension de l'installation PV est lissée et il est plus difficile pour l'algorithme de trouver le maximum de la puissance. En dernier lieu, en cas de changements instantanés dans l'irradiation solaire (un nuage qui passe en dessus de l'installation PV) l'algorithme peut avoir un comportement aléatoire [Aze 08].

2.3.3. La méthode de tension de circuit ouvert (Open circuit voltage)

Cette méthode repose sur l'observation que le rapport entre la tension au point de puissance maximale (V_{MPP}) et la tension du circuit ouvert de l'installation PV V_{OC} est approximativement constant :

$$\frac{V_{MPP}}{V_{OC}} \cong K < 1 \quad (2.4)$$

La précision du calcul du coefficient K est d'une grande importance pour l'efficacité de cette méthode. L'implémentation est relativement simple. Au cours du fonctionnement, l'installation PV est découplée et la tension à circuit ouvert est mesurée. Ensuite, la tension qui devra correspondre au point de puissance maximale est calculée et transmise comme référence de tension au hacheur de l'installation PV. Cette opération est répétée périodiquement afin de poursuivre les déplacements du point de puissance maximale. Cette méthode est relativement simple à implémenter, mais en cas de changements rapides de l'irradiation solaire, la précision de cette approche est faible.

2.3.4. La méthode de la conductance incrémentale

Cette méthode repose sur le principe qu'au point de puissance maximale la première dérivée de la puissance en fonction de la tension est nulle :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(V_{pv} I_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \Rightarrow -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (2.5)$$

La partie gauche de cette équation est la conductance de l'installation PV et la partie droite est la conductance incrémentale. A partir de l'équation (2.5), l'inégalité (2.6) peut être déduite.

$$\text{Si } \left(\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \right) \text{ alors } \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (2.6)$$

La méthode consiste à mesurer les variations de tension et de courant autour d'un point de repos. Si l'inégalité (2.6) est vérifiée alors le point de puissance maximale n'est pas encore atteint et, dans le cas contraire, il est déjà dépassé. L'approche de conductance incrémentale a un fonctionnement similaire à l'approche P&O, mais avec une précision plus grande.

2.4. Superviseur flou pour le suivi du point de puissance maximale et la limitation de puissance

2.4.1. Principe

La logique floue est une technique de l'intelligence artificielle. Elle a été formalisée dans les années 60' et s'appuie sur la théorie mathématique des ensembles flous. Cette théorie est une extension de la théorie des ensembles classiques permettant la prise en compte d'ensembles définis de façon imprécise. Dans la logique floue, une variable peut avoir plusieurs degrés dans la satisfaction d'une condition et non pas seulement des états, comme dans la logique binaire conventionnelle. Ceci rend la logique floue beaucoup plus flexible. Elle permet de tirer des conclusions exactes à partir d'informations vagues et imprécises. Par exemple, pour caractériser la température d'un objet, utilisant la logique floue, il est possible aussi de définir plusieurs degrés et pas seulement les notions "froid", "tiède" ou "chaud" (fig.2.13).

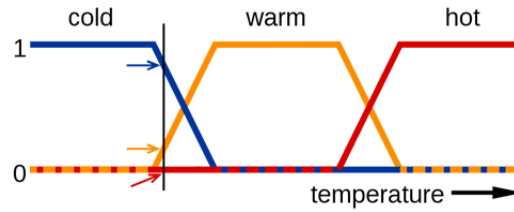


Fig. 2.13. Exemple de caractérisation d'une température par la logique floue [Mah 12]

Dans nos travaux, la logique floue est utilisée pour rechercher le point de puissance maximale d'une installation photovoltaïque.

Un avantage important est le fait que cette méthode n'exige pas une connaissance des paramètres de l'installation PV. De cette manière, le même algorithme de recherche du point de puissance maximale peut être appliqué sur plusieurs installations PV sans paramétrage supplémentaire. En fait, la réalisation du suivi du point de puissance maximale par un superviseur flou est proche d'une réalisation de la méthode P&O, mais la différence est que le superviseur flou peut adapter la valeur du pas d'augmentation ou diminution de la variable de commande en fonction de la réponse du système.

Les premières recherches sur le suivi du point de puissance maximale PV, utilisant des superviseurs flous datent du début des années 90' [Won 94]. Plus récemment, d'autres réalisations ont été faites [Mah 12] [Ait 07]. La nouveauté de la méthode proposée est que le superviseur flou, élaboré au cours de nos travaux est capable de fixer un point de fonctionnement à puissance constante, inférieure à la puissance maximale de l'installation PV. Ce dernier est nécessaire pour assurer le fonctionnement du générateur actif dans le mode "limitation".

De plus, les résultats de simulation ont montré que la précision du superviseur flou est comparable aux méthodes basées sur des caractéristiques de puissance maximale prédéfinie utilisant des données mesurées [Laz 13]. En effet, ces méthodes exigent une connaissance parfaite des caractéristiques de la chaîne de conversion PV pour plusieurs valeurs de la température des modules et de l'irradiation solaire. Connaissant ces caractéristiques et à l'aide des capteurs d'irradiation solaire et de température des modules, le système peut fixer le courant et la tension au point de puissance maximale à tout moment. Sur la fig. 2.10 est présentée la surface de la tension au point de puissance maximale d'un module (V_{MPP}) pour diverses valeurs de la température et de l'irradiation solaire.

Le superviseur flou réalise un algorithme qui est divisé en deux parties: suivi du point de puissance maximale et limitation de la puissance à une valeur de référence (fig. 2.14). En fonctionnement normal, si l'entrée de la référence de puissance P_{PV_ref} , issue du bloc du contrôle des puissances (Power Control Unit, fig. 2.8) est nulle, le superviseur flou fait le suivi du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking - MPPT). La stratégie est basée sur la méthode de perturbation et observation: d'abord un incrément est appliqué sur la référence de courant ΔI_{LI_ref} , le changement dans la puissance ΔP_{PV} est mesuré.

Ensuite, les valeurs du ΔP_{PV} et ΔI_{LI} sont mesurées et comparées avec les fonctions d'appartenance du superviseur flou et une décision d'action est prise selon le tableau des règles du superviseur flou. Les valeurs sont interprétées par des règles linguistiques à travers des fonctions d'appartenance du superviseur flou: positive grande (PB), positive moyenne (PM), positive petite (PS), zéro (ZE), négative petite (NS), négative moyenne (NM) et négative grande (NB). La décision qui en résulte peut être soit d'augmenter la référence ΔI_{LI_ref} si la

valeur de ΔP_{PV} est positive, soit de la diminuer, si la valeur est négative ou de faire aucun changement (Tableau 2.1 - MPPT). Les fonctions d'appartenance du ΔP_{PV} , ΔI_{PV} et ΔI_{L1_ref} sont indiquées sur les figures 2.15, 2.16 et 2.17.

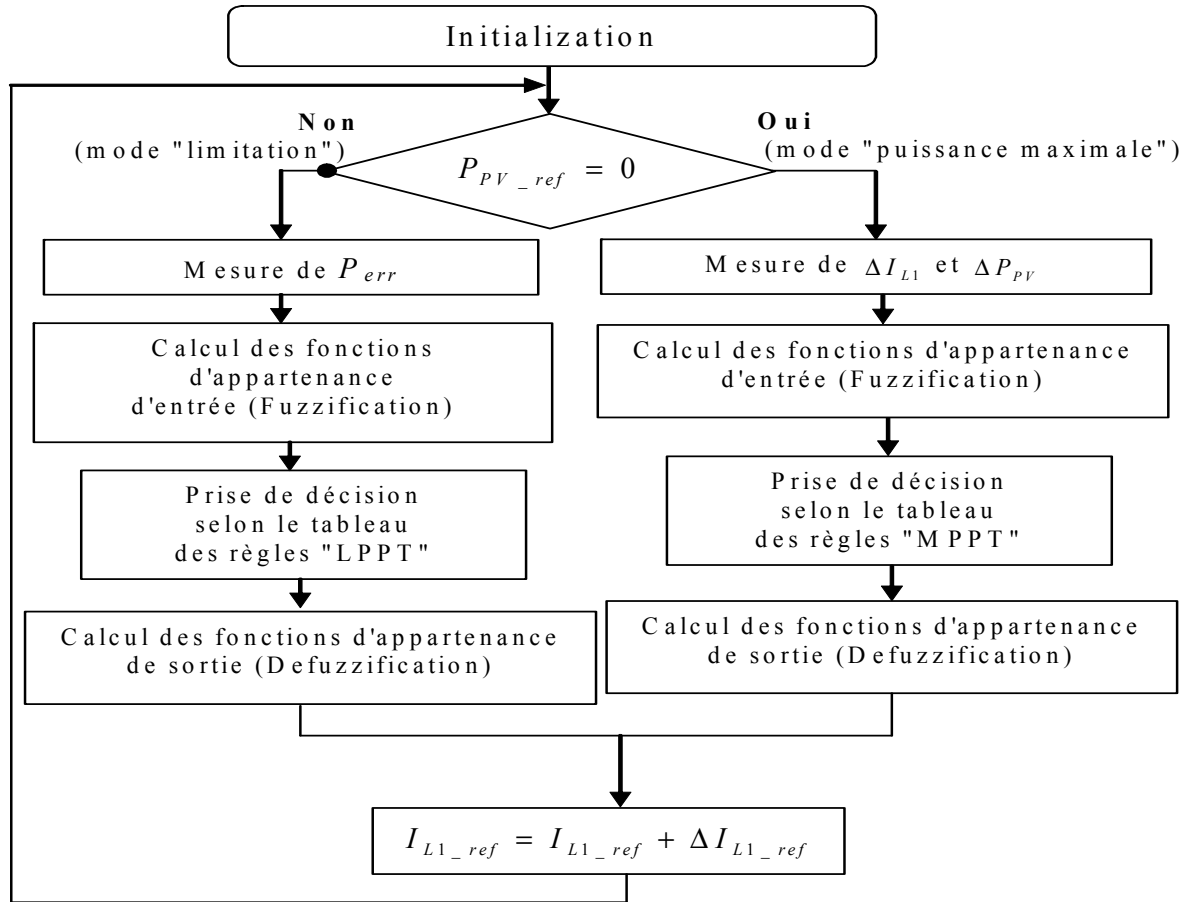


Fig. 2.14. Algorithme du superviseur flou

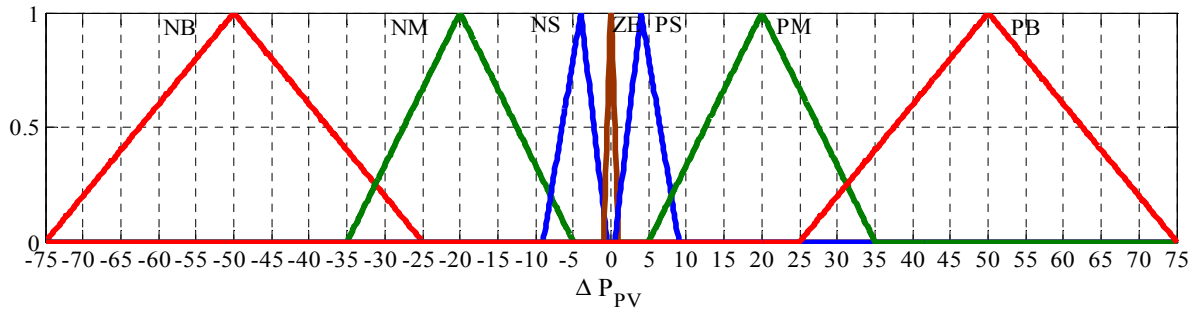


Fig. 2.15. Fonctions d'appartenance d'entrée ΔP_{PV}

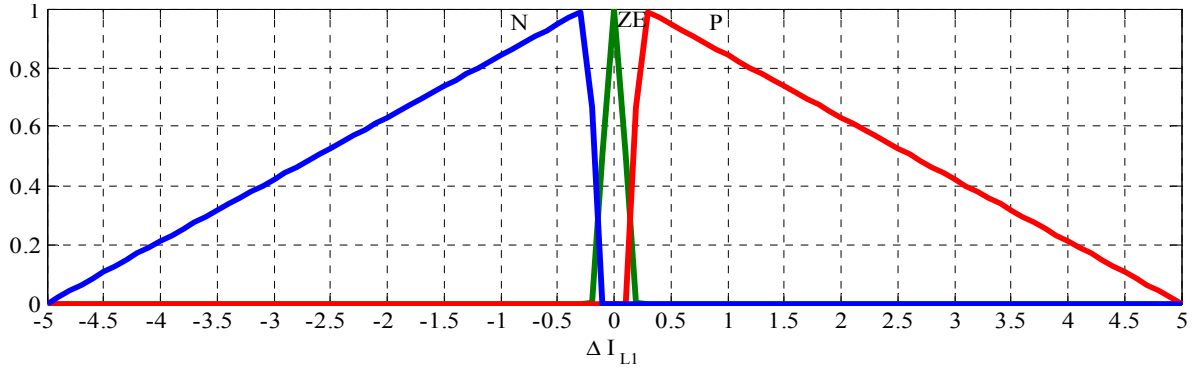


Fig. 2.16. Fonctions d'appartenance d'entrée ΔI_{L1}

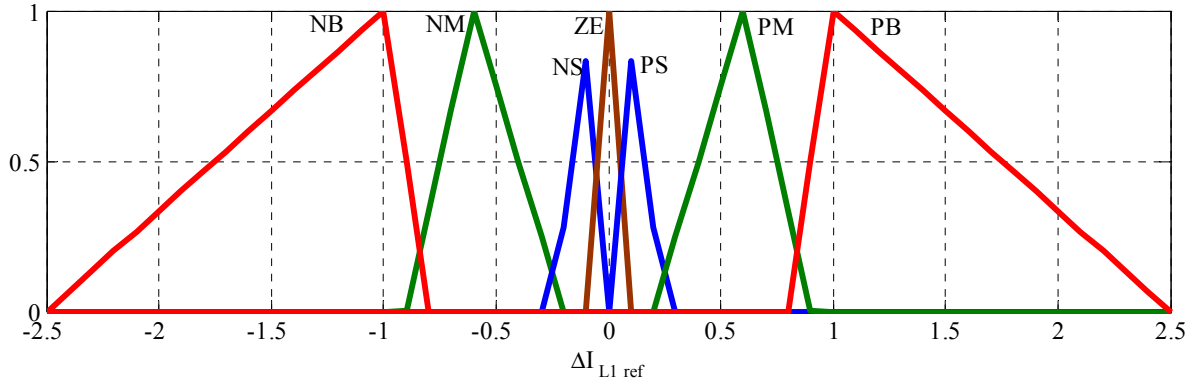


Fig. 2.17. Fonctions d'appartenance de sortie ΔI_{L1_ref}

Dans un micro-réseau comprenant des générateurs hybrides pilotables, le contrôleur central du micro-réseau envoie des références de puissance à chaque générateur pilotable (chapitre 1, paragraphe 1.6). La référence de puissance reçue par le générateur actif PV (P_{ag_ref}) doit être ensuite partagée entre les sources (installation PV, batteries, supercondensateurs) ([Lu 10], chapitre II). A chaque source, est donnée une référence de puissance qu'il doit suivre: P_{PV_ref} , P_{bat_ref} , P_{UC_ref} (fig. 2.8). La somme des puissances des sources est P_{sour} :

$$P_{sour} = P_{uc} + P_{Bat} + P_{PV} \quad (2.7)$$

Le bus continu commun interne doit être stabilisé et une référence de puissance P_{DC_ref} issue d'un contrôle en boucle fermée est nécessaire (fig. 2.5). Au final, la puissance issue du générateur actif est:

$$P_{ag} = P_{sour} - P_{DC} \quad (2.8)$$

Dans les cas où la demande (P_{ag_ref}) est inférieure à la puissance PV disponible, l'excédent de puissance ($P_{sto_required}$) peut être utilisé pour charger les dispositifs de stockage :

$$P_{sto_required} = P_{ag_ref} - P_{DC} - P_{PV} \quad (2.9)$$

Dans le cas où les dispositifs de stockage sont déjà chargés ou que $P_{sto_required}$ excède leur puissance nominale P_{sto_rated} , ($P_{sto_required} > P_{sto_rated}$), il est nécessaire de limiter la puissance issue de l'installation PV. La référence de puissance PV est calculée par l'équation:

$$P_{PV_ref} = P_{ag_ref} + P_{DC_ref} - P_{sto_rated} \quad (2.10)$$

Dans un tel cas, le superviseur flou entre dans un régime de limitation de la puissance (Limited Power Point Tracking - LPPT). L'entrée du superviseur flou est l'erreur en pourcents

(P_{PV_err}) entre la puissance demandée (P_{PV_ref}) et la puissance actuelle de l'installation PV (P_{PV}) (fig. 2.18). P_{PV_err} est bornée entre -99% et 99%.

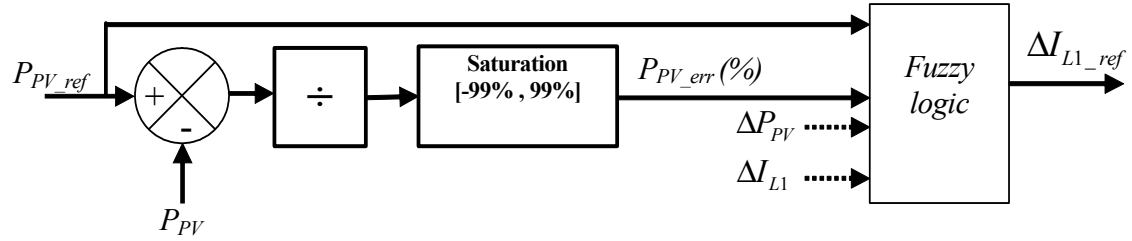


Fig. 2.18. Schéma de la supervision floue en régime « limitation »

La correction du courant de référence PV (ΔI_{L1_ref}) est une fonction de la grandeur de cette erreur et le tableau de règles LPPT (tableau 2.1 - LPPT). Les fonctions d'appartenance P_{PV_err} sont présentées sur la figure 2.19.

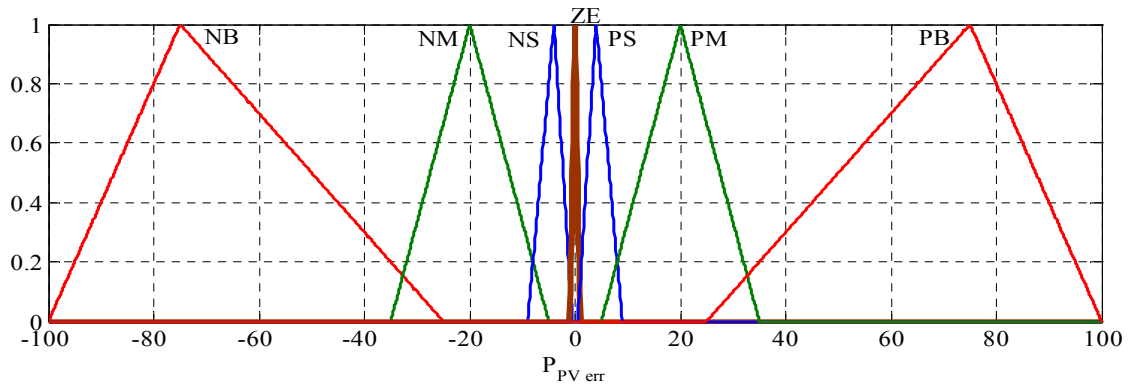


Fig. 2.19. Fonctions d'appartenance d'entrée P_{PV_err}

Tableau 2.1. Base de règles du superviseur flou

MPPT				LPPT		
Règle	Si ΔP_{PV}	et ΔI_{LL}	alors ΔI_{LL_ref}	Règle	Si P_{err}	Alors ΔI_{LL_ref}
1	PB	P	PB	1	PB	NB
2	PM	P	PM	2	PM	NM
3	PS	P	PS	3	PS	NS
4	ZE	P	PS	4	ZE	ZE
5	NS	P	NS	5	NS	PS
6	NM	P	NM	6	NM	PM
7	NB	P	NB	7	NB	PB
8	PB	ZE	PB			
9	PM	ZE	PM			
10	PS	ZE	PS			
11	ZE	ZE	ZE			
12	NS	ZE	NS			
13	NM	ZE	NM			
14	NB	ZE	NB			
15	PB	N	NB			
16	PM	N	NM			
17	PS	N	NS			
18	ZE	N	NS			
19	NS	N	PS			
20	NM	N	PM			
21	NB	N	PB			

2.4.2. Description du modèle de simulation

Le modèle de chaîne de conversion PV, testé avec le superviseur flou, a une puissance crête de 9,5 kWp et est connectée au réseau à travers un onduleur triphasé. C'est un système différent de celui modélisé dans [Lu 10] et sans dispositifs de stockage, mais néanmoins avec le même superviseur flou peut être intégrée dans la commande du générateur actif (fig. 2.8). Le système PV est composé de 8 séries avec 25 panneaux chacune. La puissance maximale d'un panneau est 47,5W (tableau 2.2). Le schéma du modèle est présenté sur la fig. 2.20. Les panneaux PV sont couplés à un convertisseur DC-DC à travers le condensateur C. Le suivi du point de puissance maximale est effectué par la correction du rapport cyclique du hacheur. Ensuite, le régulateur du type PI du bus DC, qui participe aussi dans la commande de l'onduleur, assure que la tension du bus DC reste constante et que la puissance PV soit injectée au réseau.

Les valeurs mesurées de G_a et T_a (fig. 2.20) ne sont pas nécessaires pour le suivi du point de puissance maximale par un superviseur flou, mais elles sont nécessaires pour l'approche qui utilise une surface de contrôle ($U_{MPP}=f(G_a, T_a)$), présentée en 2.3.1. et sur fig. 2.10 et utilisée pour tester et comparer le fonctionnement du superviseur flou.

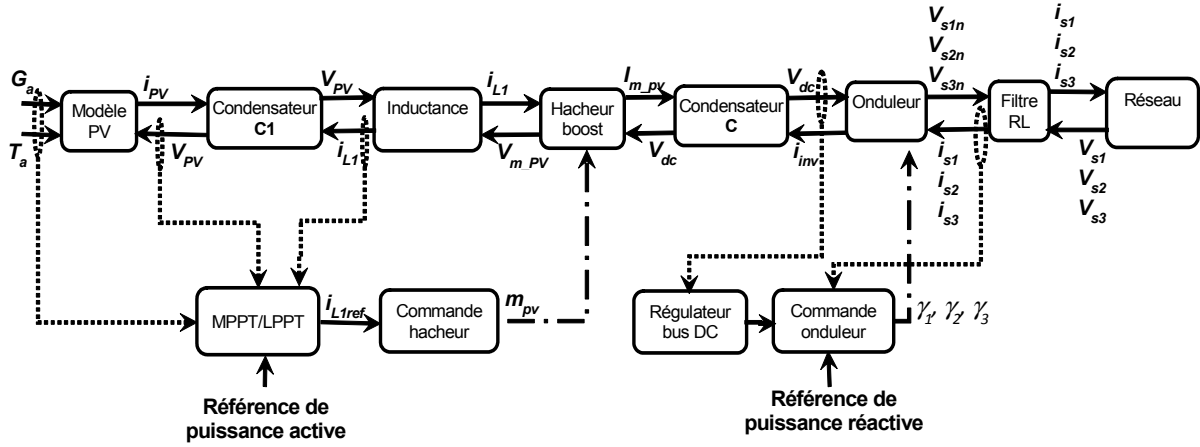


Fig. 2.20. Schéma du modèle de la chaîne de conversion PV

Le modèle de la cellule PV utilisé est basé sur le schéma équivalent avec une source de courant, une diode, résistance série et résistance parallèle (résistance shunt) [Han 00].

Les grandeurs d'entrée du modèle sont l'irradiation solaire G_a et la température ambiante T . Les données de référence nécessaires pour la modélisation des panneaux PV sont: la puissance crête du module $P_{M_MAX_r}$, le courant de court-circuit du module $I_{M_SC_r}$, la tension du circuit ouvert du module $V_{M_OC_r}$, le nombre de cellules connectées en série (N_{M_s}) et en parallèle N_{M_p} . Les paramètres de référence de la cellule ($P_{C_MAX_r}$, $I_{C_SC_r}$, $V_{C_OC_r}$) sont calculés par les équations:

$$P_{C_MAX_r} = \frac{P_{M_MAX_r}}{N_{M_s} \cdot N_{M_p}} \quad (2.10)$$

$$I_{C_SC_r} = \frac{I_{M_SC_r}}{N_{M_p}} \quad (2.11)$$

$$V_{C_OC_r} = \frac{V_{M_OC_r}}{N_{M_s}} \quad (2.12)$$

Les données du fabricant des panneaux modélisés sont présentées sur le tableau 2.2.

Tableau 2.2. Paramètres des modules Photowatt PWR 500

Paramètre	Unité	Valeur
Puissance crête	W	47.5
Courant du court-circuit	A	3.05
Tension du circuit ouvert	V	21.6

La température du module (T_c) est calculée à partir de la température ambiante (T_a), l'irradiation solaire G_a , en utilisant la formule de Ross [Ros 76] et le paramètre C_2 , est déterminé expérimentalement. La valeur de la constante C_2 déterminée lors de cette recherche est 0,035.

$$T_c = T_a + C_2 \cdot G_a \quad (2.13)$$

Les paramètres de la cellule PV et la température de la cellule sont utilisés pour calculer la résistance série du modèle. D'abord, la tension thermique dans le semi-conducteur de la cellule est calculée par:

$$V_{C_T} = \frac{m.k.(273 + T_C)}{e} \quad (2.14)$$

Où m est un facteur d'idéalisation, déterminé par des mesures sur les panneaux réelles (ici $m=0,835$), k est la constante de Boltzmann ($k=1,3806505.10^{-23} \text{J/K}^{-1}$), e est la charge élémentaire de l'électron ($1,602.10^{-19} \text{C}$) et la température de la cellule est exprimée en degrés Celsius.

Lors du calcul de la tension du circuit ouvert d'une cellule V_{C_OC} , la température de la cellule (adoptée égale à la température du module) doit aussi être prise en compte. Alors, la tension du circuit ouvert d'une cellule est exprimée par l'équation suivante:

$$V_{C_OC} = \frac{V_{C_OC_r}}{V_{C_T}} \quad (2.15)$$

Cette tension est utilisée dans le calcul du facteur de remplissage (Fill Factor - FF) qui est par définition le rapport entre la puissance crête du module et le multiple du courant de court-circuit et tension en circuit ouvert.

$$FF = \frac{[V_{C_OC} - \ln(V_{C_OC} + 0.72)]}{V_{C_OC} + 1} \quad (2.16)$$

La valeur du facteur de remplissage de référence (FF_r) est une fonction de la puissance crête de la cellule, de la tension de circuit ouvert et du courant du court-circuit de la cellule:

$$FF_r = \frac{P_{C_MAX_r}}{V_{C_OC_r} \cdot I_{C_SC_r}} \quad (2.17)$$

Ainsi, la résistance série équivalente de la cellule PV est exprimée par l'équation:

$$r_s = 1 - \frac{FF}{FF_r} \quad (2.18)$$

La résistance série pour une température donnée de la cellule est :

$$R_{C_S} = r_s \frac{V_{C_OCr}}{I_{C_SCr}} \quad (2.19)$$

La résistance série du module est donnée par:

$$R_{M_S} = R_{C_S} \frac{N_{M_s}}{N_{M_p}} \quad (2.20)$$

A partir de l'irradiation solaire de référence ($G_{a_r}=1000 \text{ W/m}^2$), la constante empirique C_1 est calculée:

$$C_1 = \frac{I_{C_SCr}}{G_{a_r}} \quad (2.21)$$

La valeur de C_1 sous conditions standard est 0,003.

Ensuite, le courant de court-circuit d'une cellule est calculé:

$$I_{C_SC} = C_1 \cdot G_a \quad (2.22)$$

Le courant de court-circuit du module est déterminé par l'équation:

$$I_{M_SC} = I_{C_SC} \cdot N_{M_p} \quad (2.23)$$

La tension en circuit ouvert du module est calculée par:

$$V_{M_OC} = V_{C_OC} \cdot N_{M_s} \quad (2.24)$$

Pour exprimer l'équation du courant du module, la tension thermique du module V_{M_OC} est utilisée. Elle est donnée par la formule:

$$V_{M_T} = V_{C_T} \cdot N_{M_s} \quad (2.25)$$

Ainsi, l'équation du courant du module est:

$$I_M = I_{M_SC} \cdot \left\{ 1 - \exp \left[\frac{V_M - V_{M_OC} + I_M \cdot (R_{M_s} + R_{S_CC})}{V_{M_T}} \right] \right\} \quad (2.26)$$

La résistance série des câbles de connexion R_{S_cc} est aussi prise en compte dans 2.26 avec une valeur de 1 Ω . Pour augmenter la précision du modèle, la résistance parallèle (résistance shunt) R_{sh} est aussi considérée et sa valeur est 350 Ω . V_M est la tension imposée aux bornes du module.

Le courant qui traverse la résistance shunt (I_{sh}) réduit le courant du module.

$$I_{sh} = \frac{V_M + I_M (R_{M_s} + R_{S_CC})}{R_{sh}} \quad (2.27)$$

Ainsi, le courant du module devient:

$$I_{Mod} = I_M + I_{sh} \quad (2.28)$$

Le courant de l'installation PV est calculé en prenant en compte le nombre de chaînes PV en parallèle (N_{string}). L'hypothèse est que toutes les chaînes reçoivent la même valeur de l'irradiation solaire G_a et les températures de tous les modules sont identiques.

$$I_{PV} = I_M \cdot N_{string} \quad (2.29)$$

Sur la fig. 2.22 est présenté l'algorithme de calcul du courant d'un module PV selon le modèle détaillé ci-dessus.

Une série de caractéristiques a été simulée et comparée avec des mesures d'une installation photovoltaïque, située au laboratoire de machines électriques à l'Université Technique de Sofia. Elle est composée de deux séries de trois modules chacune, avec une puissance crête 270 W_p. Les résultats sont présentés sur la figure 2.23. Une différence entre les données de la simulation et les mesures existe lors de valeurs de l'irradiation solaire inférieures à 700 W/m². L'explication de ce phénomène est que le modèle ne prend pas en compte l'influence de l'irradiation solaire sur la tension du circuit ouvert du module.

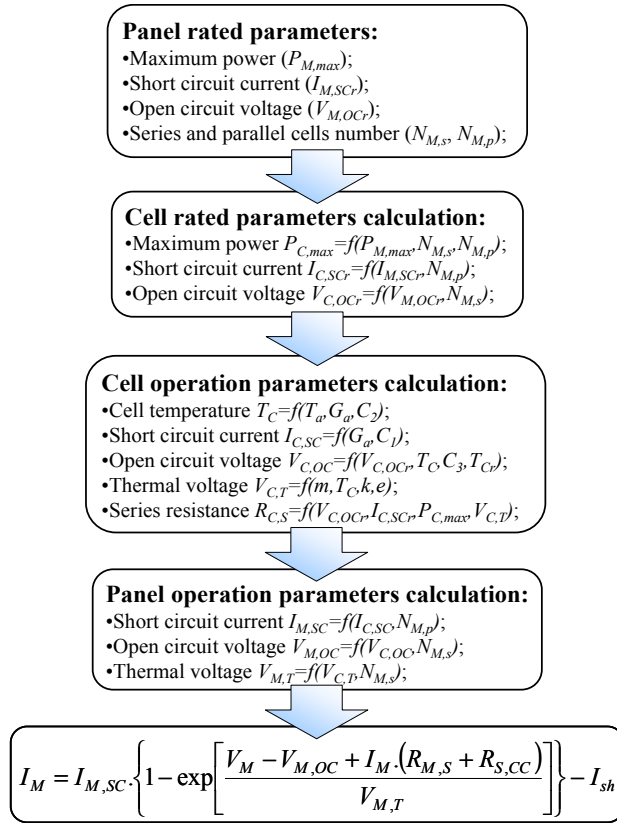


Fig. 2.22. Algorithme de calcul du courant d'un module PV [Laz 12]

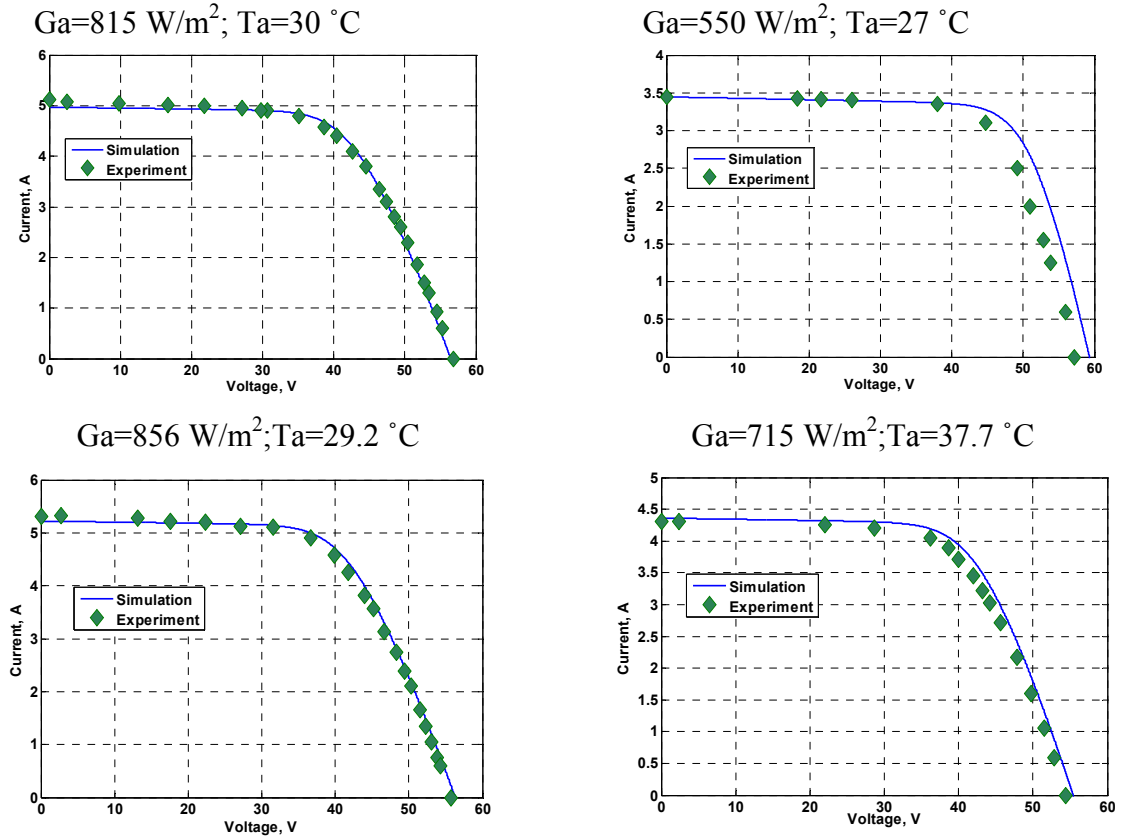


Fig. 2.23. Comparaison entre les courbes I-V mesurées et simulées

Le convertisseur DC-DC est un hacheur parallèle, dont le schéma électrique est présenté sur la figure 2.24.

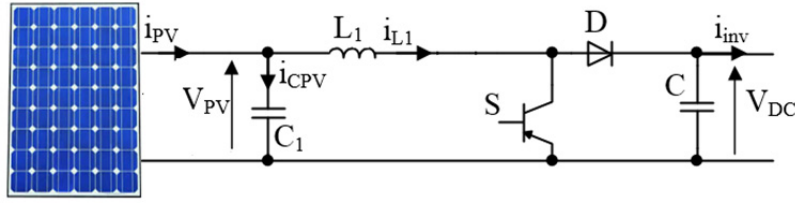


Fig. 2.24. Schéma électrique du hacheur boost

Les équations dynamiques du courant à l'entrée et de la tension de sortie du convertisseur DC-DC sont les suivantes:

$$\begin{cases} \frac{di_{L1}}{dt} = \frac{1}{L_1} [U_{PV} - m_{PV} \cdot V_{DC}] \\ \frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{1}{C} [m_{PV} \cdot i_{L1} - i_{inv}] \end{cases} \quad (2.30)$$

Les valeurs des paramètres du circuit sont : pour le condensateur $C_1=10\mu F$, la bobine $L1=2mH$ et le condensateur du bus continu $C=3mF$.

L'onduleur est connecté au réseau à travers un filtre RL (fig. 2.25).

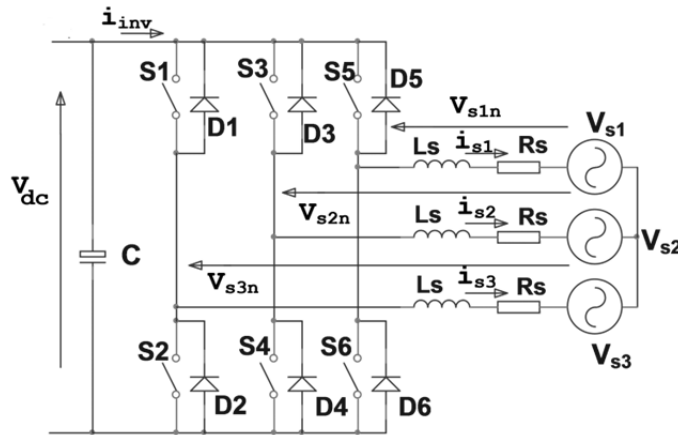


Fig. 2.25. Schéma électrique de l'onduleur et filtre triphasés [Laz 12].

Les équations des tensions des trois phases V_1 , V_2 et V_3 sont [Pir 02]:

$$\begin{aligned} V_{s1n} &= \frac{2}{3} \cdot \gamma_1 \cdot V_0 - \frac{1}{3} \cdot \gamma_2 \cdot V_0 - \frac{1}{3} \cdot \gamma_3 \cdot V_0 \\ V_{s2n} &= -\frac{1}{3} \cdot \gamma_1 \cdot V_0 + \frac{2}{3} \cdot \gamma_2 \cdot V_0 - \frac{1}{3} \cdot \gamma_3 \cdot V_0 \\ V_{s3n} &= -\frac{1}{3} \cdot \gamma_1 \cdot V_0 - \frac{1}{3} \cdot \gamma_2 \cdot V_0 + \frac{2}{3} \cdot \gamma_3 \cdot V_0 \end{aligned} \quad (2.31)$$

où γ_1 , γ_2 , γ_3 sont les états des cellules de commutation de l'onduleur et $V_0 = \frac{1}{2} V_{DC}$ (V_{DC}

est la tension continue à l'entrée de l'onduleur). La fréquence de commutation est 5kHz. Les états des branches γ_i est égal à 1 quand les cellules de commutation impaires sont fermées (S1, S3 et S5 sur fig. 2.25) et il est égal à -1 quand les cellules de commutation paires sont fermées (S2, S4 et S6).

Les courants triphasés i_{s1} , i_{s2} et i_{s3} sont calculés par (2.32). Les tensions alternatives de l'onduleur sont V_{s1n} , V_{s2n} et V_{s3n} , les tensions du réseau - V_{s1} , V_{s2} et V_{s3} .

$$\begin{aligned}\frac{di_{s1}}{dt} &= \frac{1}{L_s} [(V_{s1n} - V_{s1}) - R_s i_{s1}] \\ \frac{di_{s2}}{dt} &= \frac{1}{L_s} [(V_{s2n} - V_{s2}) - R_s i_{s2}] \\ \frac{di_{s3}}{dt} &= \frac{1}{L_s} [(V_{s3n} - V_{s3}) - R_s i_{s3}]\end{aligned}\quad (2.32)$$

Les paramètres du filtre réseau sont $R_s=0,3 \Omega$ et $L_s=5 \text{ mH}$.

Connaissant les courants triphasés, le courant du bus continu, consommé par l'onduleur (i_{inv}) est calculé par la formule:

$$i_{inv} = \gamma_1 i_{s1} + \gamma_2 i_{s2} + \gamma_3 i_{s3} \quad (2.33)$$

2.4.3. Résultat du suivi du point de puissance maximale

Le modèle du système a été testé avec deux profils d'irradiation solaire et de température ambiante: un profil avec des données météorologiques pour 90 minutes et un profil artificiel, avec des changements brusques de l'irradiation et de la température.

La première simulation a pour but de montrer la capacité du superviseur flou à trouver et suivre le point de puissance maximale dans des conditions proches du maximum lors d'une situation quotidienne. Les données sont collectées lors d'une journée nuageuse du printemps (fig. 2.26). La valeur de l'irradiation solaire est autour de 750 W/m^2 , mais à chaque passage d'un nuage sa valeur tombe à $250\text{-}300 \text{ W/m}^2$. La température ambiante est entre 17 et 19 degrés.

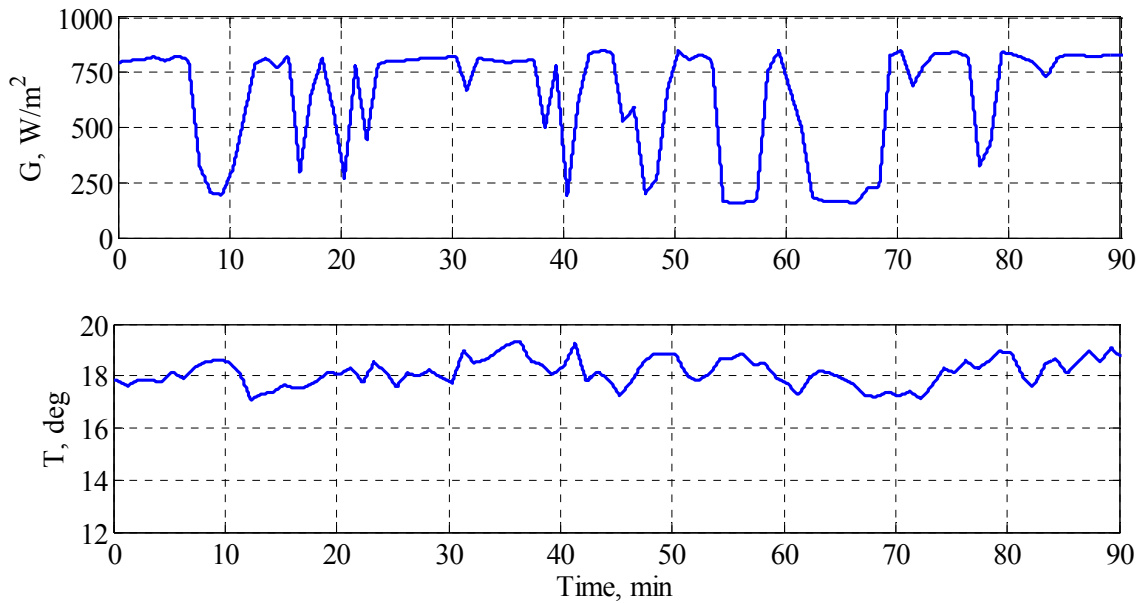


Fig. 2.26. Données météorologiques, utilisées pour tester l'algorithme de suivi du point de puissance PV maximale

Des résultats de la simulation sont présentés sur la figure 2.27. Les profils des puissances P_{PV} (puissance de la chaîne PV) et $P_{inverter}$ (la puissance, injectée au réseau) suivent les changements de l'irradiation solaire.

Les variations de la température ambiante sont d'une amplitude faible (1-2 degrés) et leur influence sur la puissance de la chaîne PV est petite. Le superviseur flou arrive à suivre le point de puissance maximale, même au cours de profonds changements dans l'irradiation solaire. Le fonctionnement du système reste stable tout au long de la période simulée. Une comparaison entre la puissance, issue de la chaîne PV avec le superviseur flou et la puissance maximale théorique, fait l'objet de la prochaine simulation (fig. 2.28 et fig. 2.29).

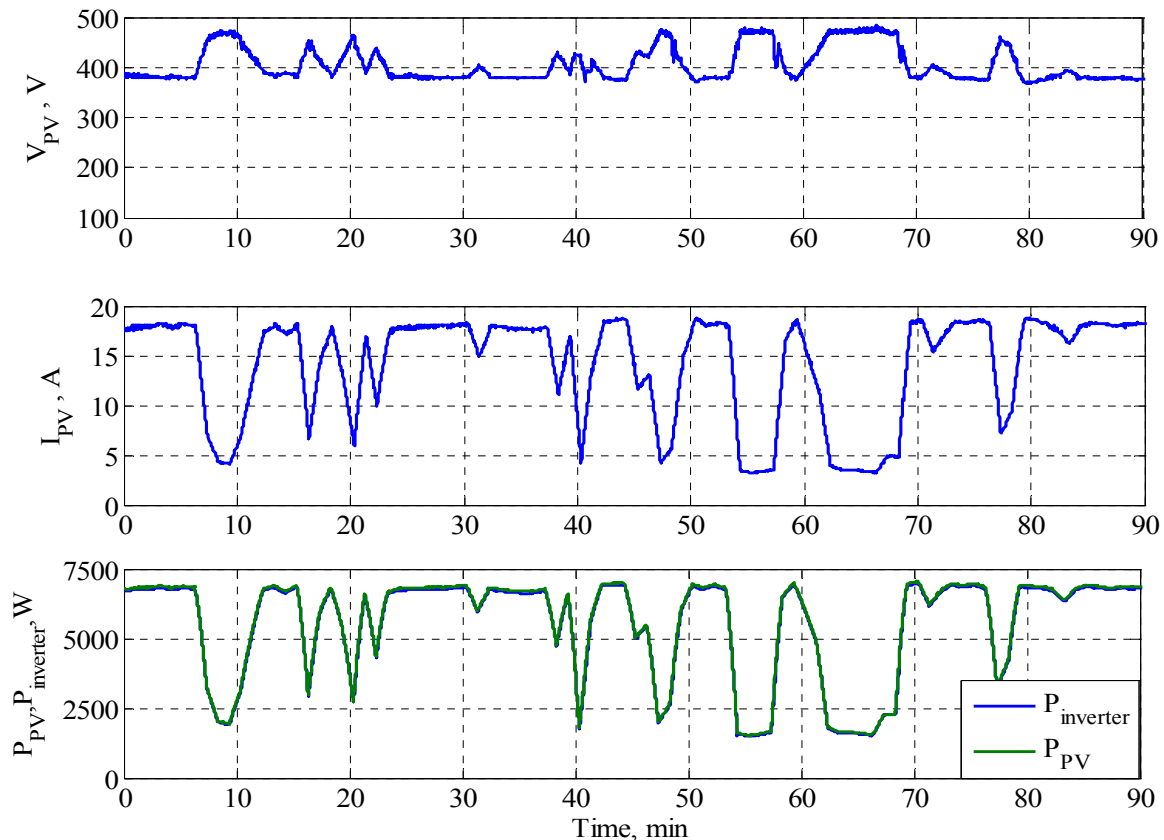


Fig. 2.27. Résultats des simulations avec des données météorologiques

Sur la figure 2.28 sont présentés les profils artificiels de l'irradiation solaire et de la température ambiante. La simulation avec ces profils est destinée à montrer la capacité du superviseur flou à suivre le point de puissance maximale lors de changements brusques des conditions météorologiques: l'irradiation solaire tombe de 1000 W/m^2 à 250 W/m^2 et la température chute de 35° à 20° en moins d'une seconde.

La puissance de l'installation PV et la puissance, injectée au réseau, simulées avec le profil de données météo artificiel sont présentés sur la figure 2.29. Sur la même figure sont présentées la puissance maximale prédéfinie, provenant des caractéristiques des panneaux et les résultats des simulations du même système PV avec un contrôleur MPPT. La comparaison des puissances, issues de la chaîne PV (P_{PV}) et injectées au réseau ($P_{inverter}$) avec les deux méthodes de MPPT : le superviseur flou et les courbes de puissance maximale prédéterminées montre une coïncidence entre les deux. Cela veut dire que le superviseur flou arrive à trouver le vrai point de puissance maximale. Les résultats montrent aussi un fonctionnement stable du

superviseur flou sous conditions fortement variables. L'évolution temporelle des courants, injectés au réseau (i_{s1} , i_{s2} et i_{s3}), est présentée sur la fig. 2.30. et dans une échelle plus sur la fig. 2.31.

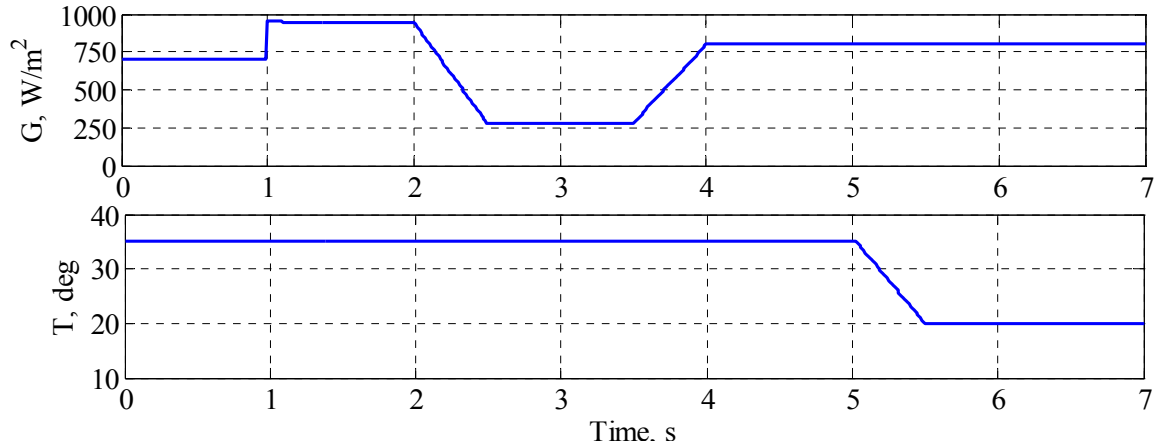


Fig. 2.28. Profils artificiels de l'irradiation solaire et la température ambiante pour tester la stabilité du système

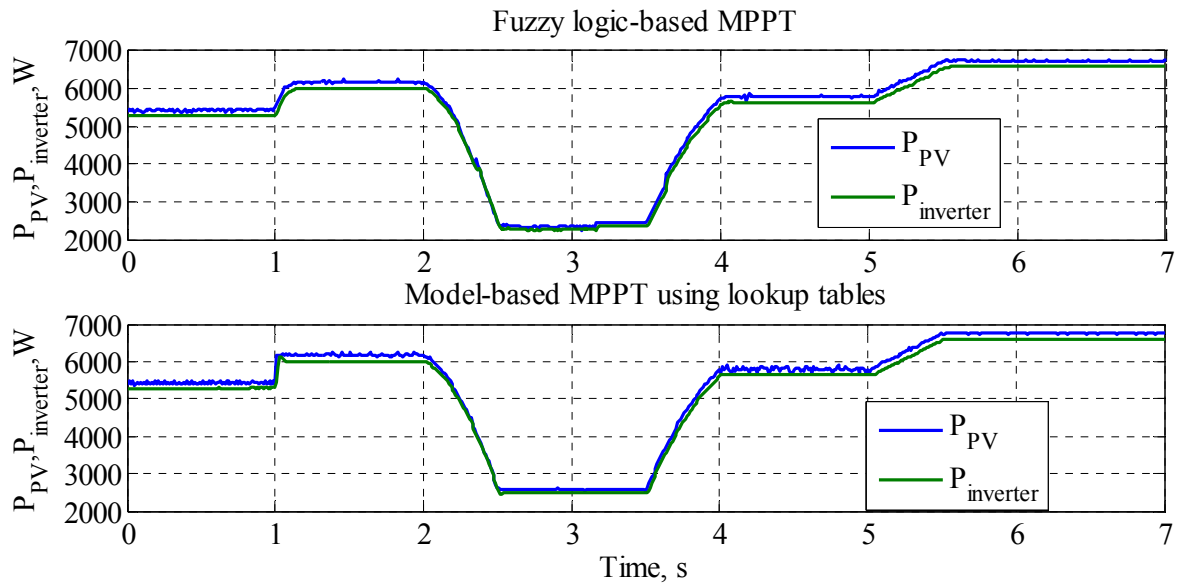


Fig. 2.29. Puissances obtenues avec un profil artificiel de données météo

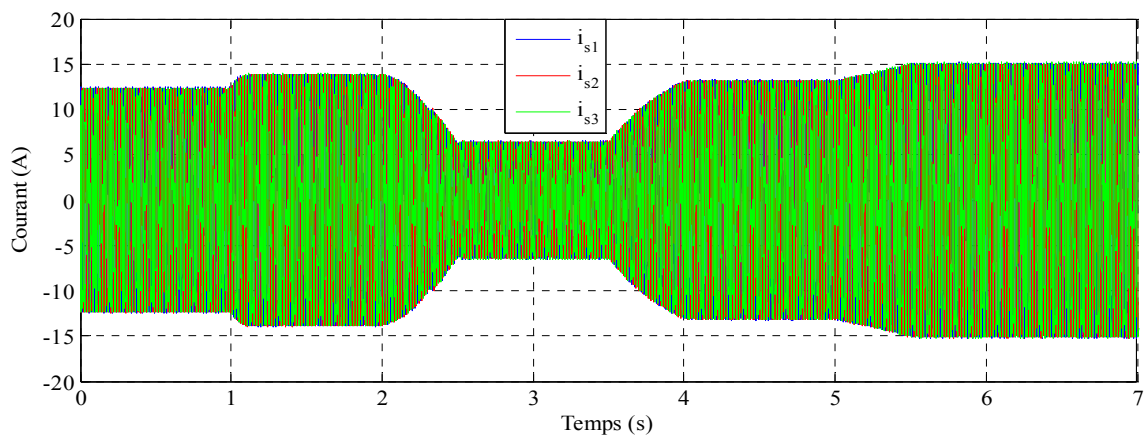


Fig. 2.30. Evolution temporelle des courants injectés au réseau

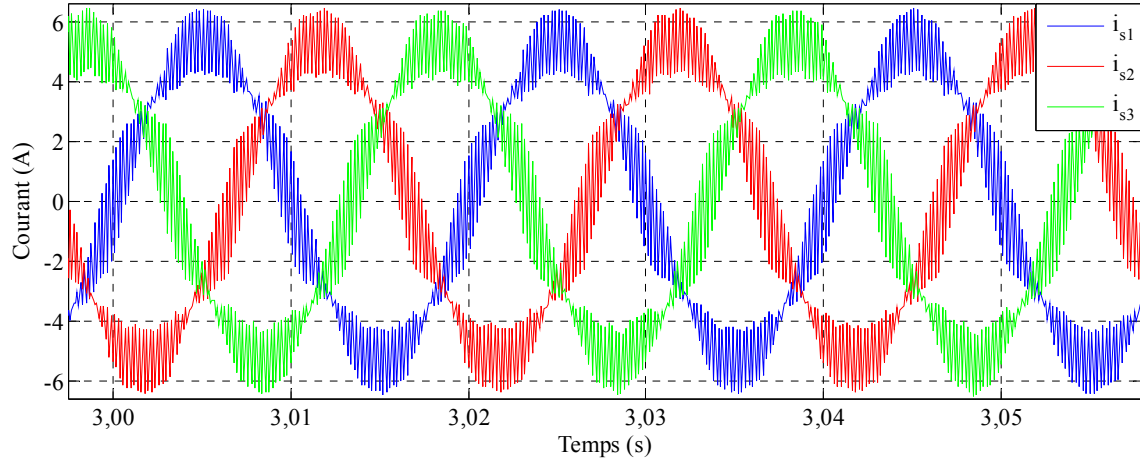


Fig. 2.31. Evolution temporelle des courants injectés au réseau

2.4.4. Résultat de la limitation de puissance

Pour cette simulation, le profil de l'irradiation solaire et la température présentée sur la fig. 2.28 ont été utilisés. Au début, le système fonctionne en régime de suivi du point de puissance maximale, mais à $t=0.5$ s une limitation est imposée: le système ne doit pas dépasser 4 kW de puissance, injectée au réseau, malgré le fait qu'à ce moment la chaîne PV peut produire plus que 5kW (fig. 2.29). Cette limitation est respectée (fig. 2.32), sauf au moment où les conditions météo ne permettent pas d'atteindre la référence de puissance imposée (entre $t=2.5$ s et $t=3.5$ s). Durant cet intervalle, le superviseur flou suit la puissance maximale disponible de la chaîne PV. Le processus transitoire à $t=3.75$ s est due au passage d'un régime de puissance maximale dans un régime de limitation. Ensuite, une variation rapide de la température ambiante survient mais n'empêche pas le superviseur flou de maintenir la puissance PV dans les limites imposées.

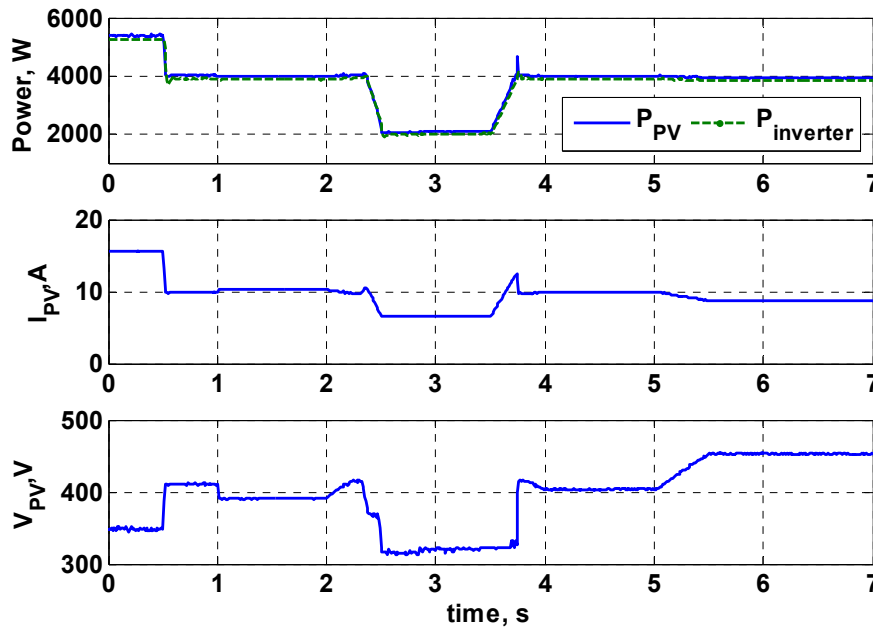


Fig. 2.32. Résultats de la simulation avec un profil de données météo artificiel

2.5. Micro-turbine à gaz

2.5.1. Généralités

Les générateurs électriques, entraînés par une turbine à gaz de petite puissance (<500kW) sont de plus en plus utilisés pour l'alimentation autonome de sites isolés et pour la génération décentralisée d'électricité [Soa 07]. Le principe général de fonctionnement de la micro turbine, est que l'air est comprimé par un compresseur centrifuge radial, puis préchauffé dans un récupérateur dont le rôle est d'augmenter le rendement électrique de la micro turbine. Cet air est mélangé au gaz naturel et est brûlé après dans la chambre de combustion (fig. 2.33) Par la suite, le couple mécanique produit entraîne le compresseur et le générateur électrique situés sur le même axe que la turbine. En fonction de la puissance nominale, la turbine à gaz tourne à une vitesse nominale entre 60000 et 120000 tr/min [Soa 07]. Le générateur est le plus souvent une machine synchrone à aimants permanents qui génère alors des grandeurs électriques à haute fréquence (1000Hz à 2000Hz). La tension est redressée et après convertie de nouveau en alternatif à fréquence constante de (50Hz ou 60Hz) à l'aide d'un onduleur. A la sortie de l'onduleur, il y a un filtre (le plus souvent du type LCL) qui sert à éliminer le contenu harmonique non désiré.

Pour une alimentation autonome, les micro-turbines à gaz sont préférées par rapport aux générateurs diesel en raison de leurs meilleures performances dynamiques et leurs plus faibles émissions. Leur rendement est de l'ordre de 25-30% et en cycle combiné, elles peuvent atteindre plus que 50-60% [Dor 09].

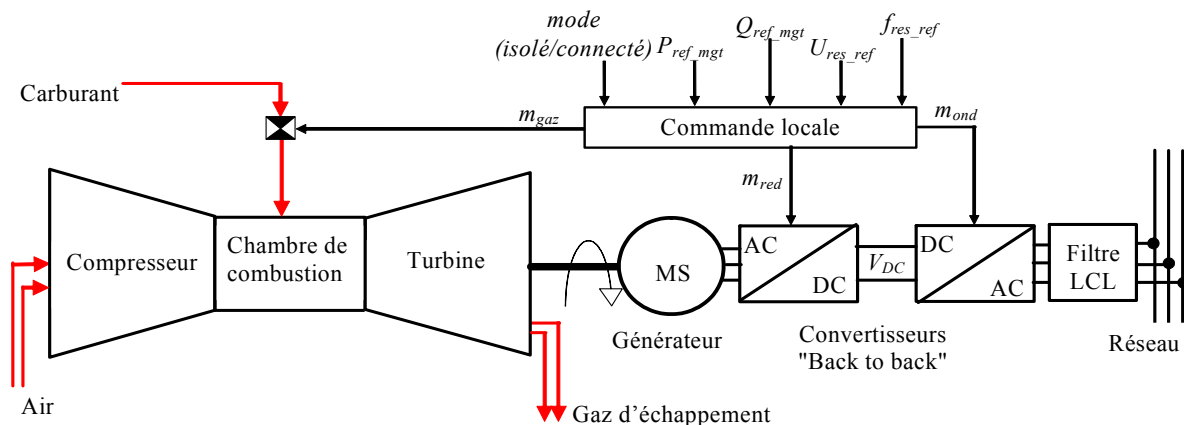


Fig. 2.33. Equipements constituant la chaîne de conversion d'une micro-turbine à gaz

Dans le cas de la cogénération (cycle combiné, Combined Heat and Power : CHP), afin d'améliorer le rendement global, un récupérateur de chaleur à l'échappement de la turbine est ajouté pour chauffer de l'eau [Bru 03].

Dans le cas des turbines de grande puissance (>500kW), il existe un autre type de « cycle combiné ». Dans ce cas-là, la chaleur de l'échappement de la première turbine est captée et traverse un récupérateur. La vapeur, produite au sein de ce deuxième récupérateur fait tourner une deuxième turbine à vapeur qui génère aussi de l'électricité (fig. 2.34). Cette technologie actuellement n'est pas accessible pour les applications domestiques.

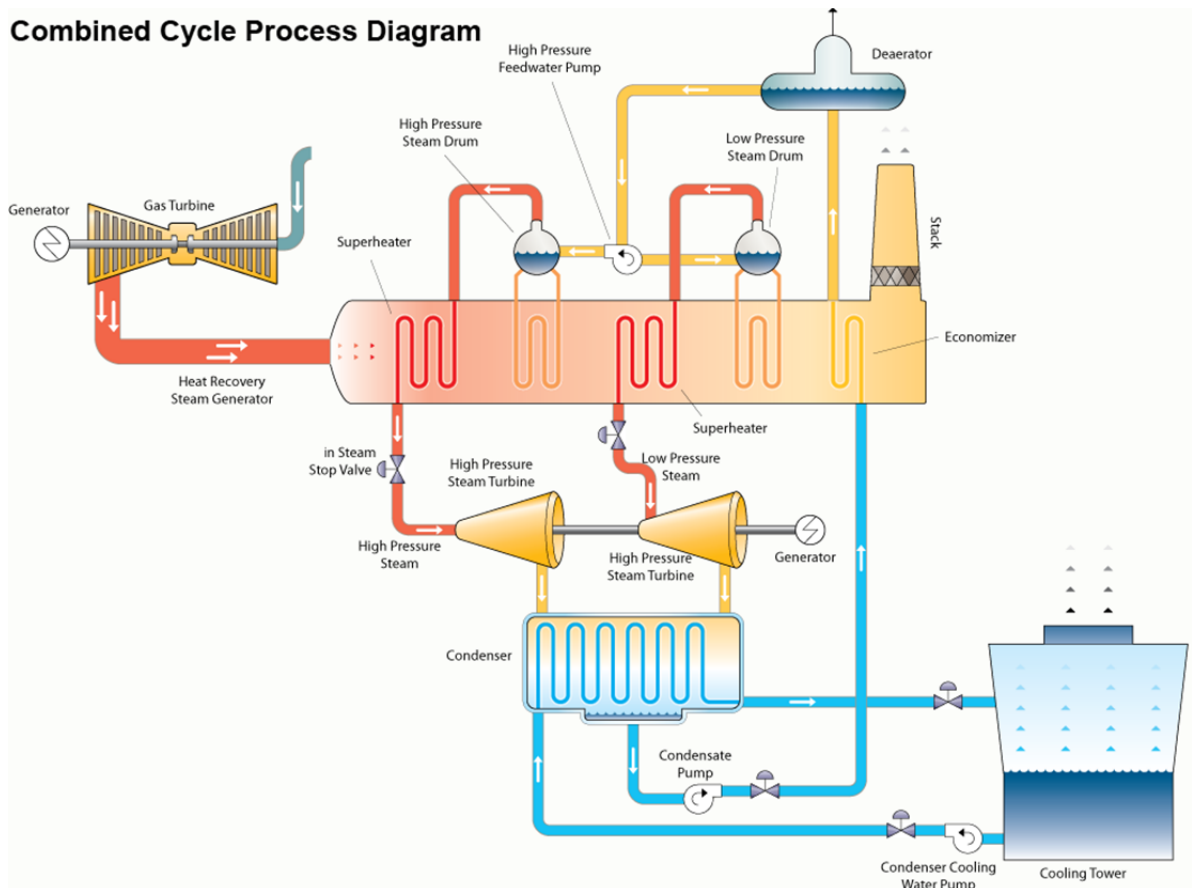


Fig. 2.34. Cycle combiné pour la génération d'électricité [Flo 13]

Par exemple, la micro-turbine à gaz ABB MT 100 (puissance électrique nominale 100 kW) est basée sur un générateur synchrone à aimants permanents [Abb 00] (fig. 2.35). Le générateur a deux paires de pôles et peut maintenir une vitesse de rotation entre 30 000 et 110 000 tours/minute. Les enroulements du stator sont manufacturés par fils de Litz. Le rotor à aimants permanents est monté sur deux roulements : un de chaque côté. Sur la fig. 2.36 est présentée la chaîne de conversion électrique de la micro-turbine MT 100, fonctionnant en mode autonome. La tension de haute fréquence, générée par la machine électrique est redressée et ensuite convertie en alternatif, de fréquence 50Hz et de valeur efficace 400V. Elle est ensuite filtrée deux fois : par un filtre de ligne et un deuxième filtre, assurant la compatibilité électromagnétique.

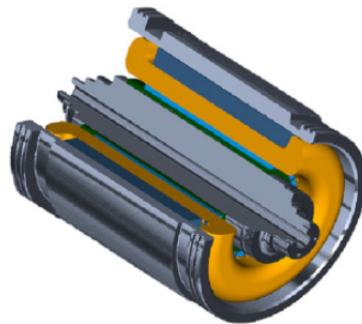


Fig. 2.35. Coupe du générateur HISEM 110/70 de la turbine ABB MT 100 [Abb 00]

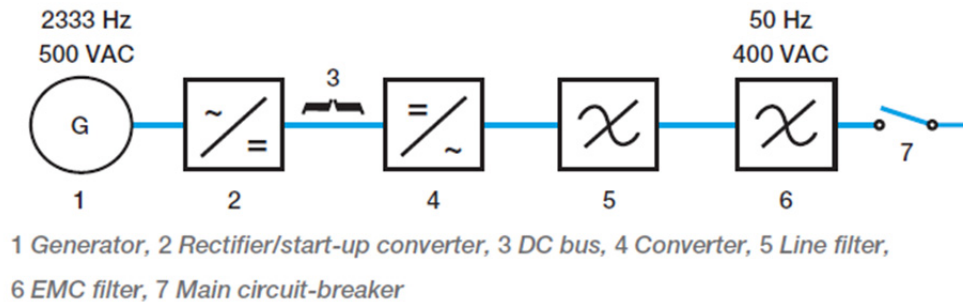


Fig. 2.36. Equipements de la chaîne de conversion électrique de la micro-turbine ABB MT 100 [Abb 00]

2.5.2. Modélisation et contrôle d'une micro turbine à gaz

Pour leur application au sein des micro-réseaux, les micro-turbines doivent pouvoir exécuter des références de puissance directement envoyées par la supervision centrale et retourner des informations afin de caractériser le point de fonctionnement, comme par exemple le débit de gaz. Ceci est à réaliser pour le mode de fonctionnement en isolé, comme en connecté au réseau. En plus, lorsque le micro réseau fonctionne en mode isolé, la turbine doit pouvoir régler la valeur efficace de la tension et la fréquence.

L'utilisation d'un étage de conversion électronique de puissance « Back to back » où la tension haute fréquence, issue du générateur est tout d'abord redressée et après cela transformée de nouveau en alternatif à 50Hz, permet d'implanter deux stratégies de commande: en mode isolé ou connecté au réseau. Chez ces deux stratégies, la tension du bus continu V_{DC} doit être maintenue constante afin d'assurer le bon fonctionnement des convertisseurs électroniques (le redresseur et l'onduleur) (fig. 2.37).

Cette tension peut être maintenue constante en réglant la puissance fournie à la turbine (carburant) (stratégie « Grid forming ») ou la puissance qui est fournie au réseau par l'onduleur.

La première stratégie consiste à utiliser la micro turbine pour alimenter un réseau isolé. Ainsi l'onduleur connecté au réseau fonctionne comme une source de tension alternative, autonome, en imposant des tensions sinusoïdales de fréquence et valeur efficace constantes aux bornes des condensateurs intégrés dans le filtre LCL de la connexion au réseau. La régulation de la fréquence et la valeur efficace de la tension est faite par modification du rapport cyclique des transistors de l'onduleur. Cette stratégie permet d'utiliser la micro turbine pour créer un micro-réseau autonome. C'est la supervision centrale du micro-réseau qui fournit à la supervision locale de la micro turbine des consignes de fréquence (f_{res_ref}) et la valeur efficace de la tension du réseau (U_{res_ref}) (fig. 2.37). Dans ce régime, la micro turbine à gaz doit être dimensionnée pour être capable d'alimenter les charges locales.

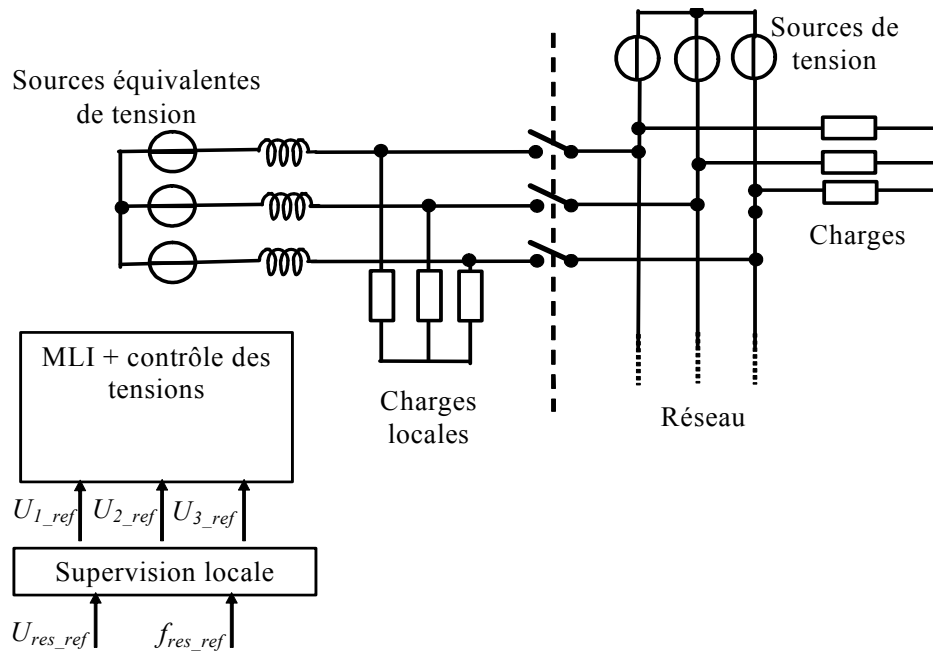


Fig. 2.37. Contrôle des tensions du filtre LCL en mode isolé

La seconde stratégie est utilisée quand la micro turbine fonctionne connectée au réseau. Des références de puissances active et réactive (P_{mgt_ref} et Q_{mgt_ref}) sont fournies à la supervision locale de la micro turbine (fig. 2.38). La supervision locale fait le suivi et la commande de manière à ce que la micro turbine suive les références de puissance. Le réseau impose les valeurs efficaces des tensions et la fréquence. Les références de puissances sont transformées en références des courants injectés au réseau. Ces courants sont issus de la bobine raccordée au réseau d'un filtre réseau de type LCL. De cette manière, vu du réseau, la turbine à gaz fonctionne comme une source de courant. La supervision locale peut aussi fournir à la supervision centrale du micro réseau (voir 2.7.1.) des informations sur les puissances générées par la micro turbine et le débit de gaz.

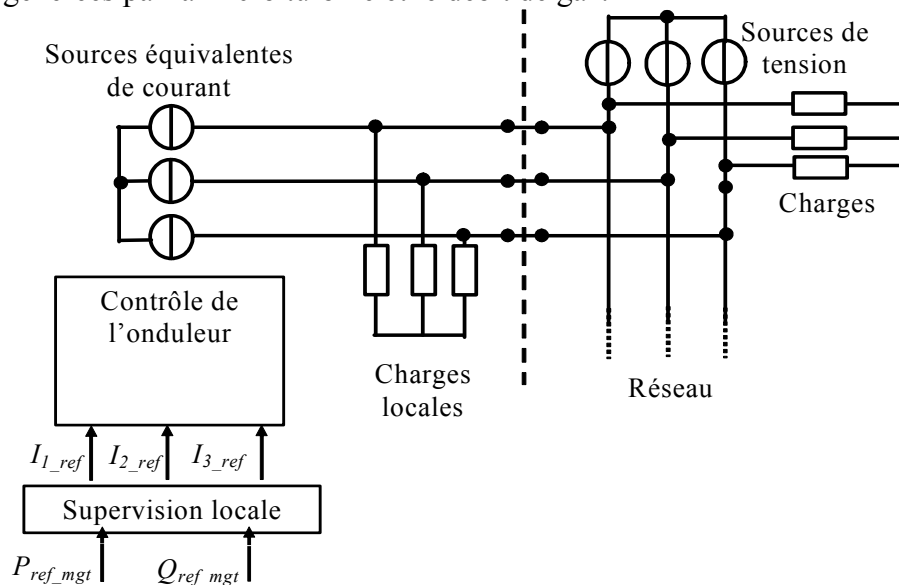


Fig. 2.38. Contrôle des courants de sortie du filtre LCL en mode connecté

Dans le cadre de sa thèse, Peng LI a développé un modèle détaillé d'une micro turbine a gaz [Li 09]. Le modèle est élaboré à l'aide du Graphe Informationnel de Causalité (GIC), de la Représentation Énergétique Macroscopique (REM) et de la Représentation Multi-Niveaux (RMN). Le modèle possède une supervision locale permettant de gérer la vitesse de la micro turbine, le couple de la génératrice synchrone, la tension du bus continu et les grandeurs électriques échangées avec le micro-réseau. Du point de vue du micro-réseau, en mode « connecté au réseau de distribution », cette micro-turbine est une source programmable qui génère des puissances active et réactive prédéterminées. Des résultats expérimentaux [Li 09] et des résultats de simulation valident cette conception particulière de la commande. Sur la fig. 2.39 est présentée la référence de puissance active, envoyée à la supervision locale de la micro-turbine et sur la fig. 2.40 est présentée la référence de puissance réactive, qui reste constante durant la période simulée.

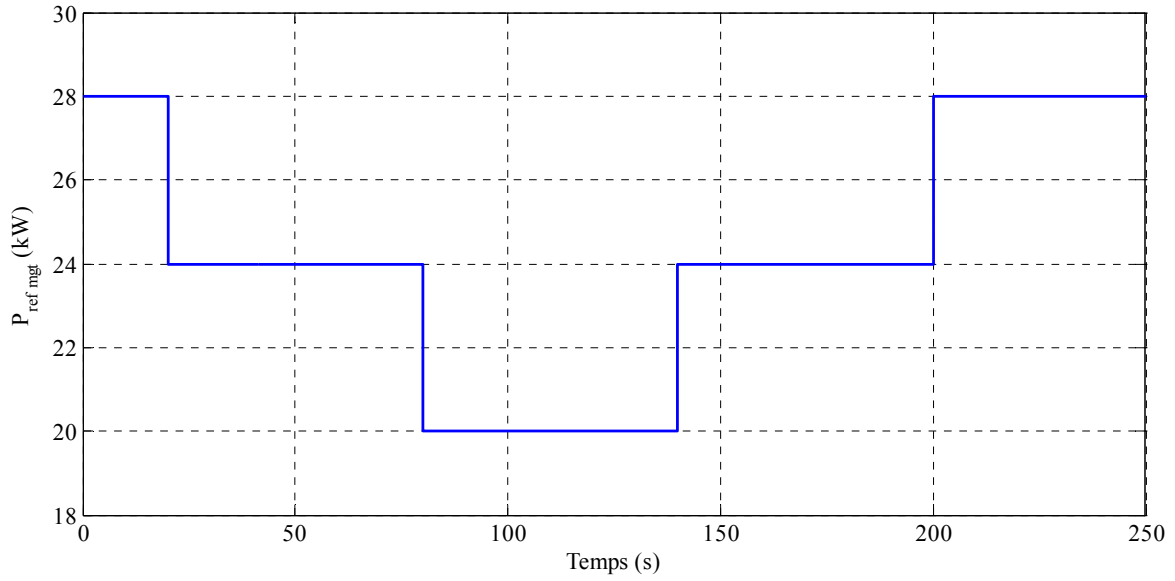


Fig. 2.39. Référence de puissance active de la micro-turbine à gaz

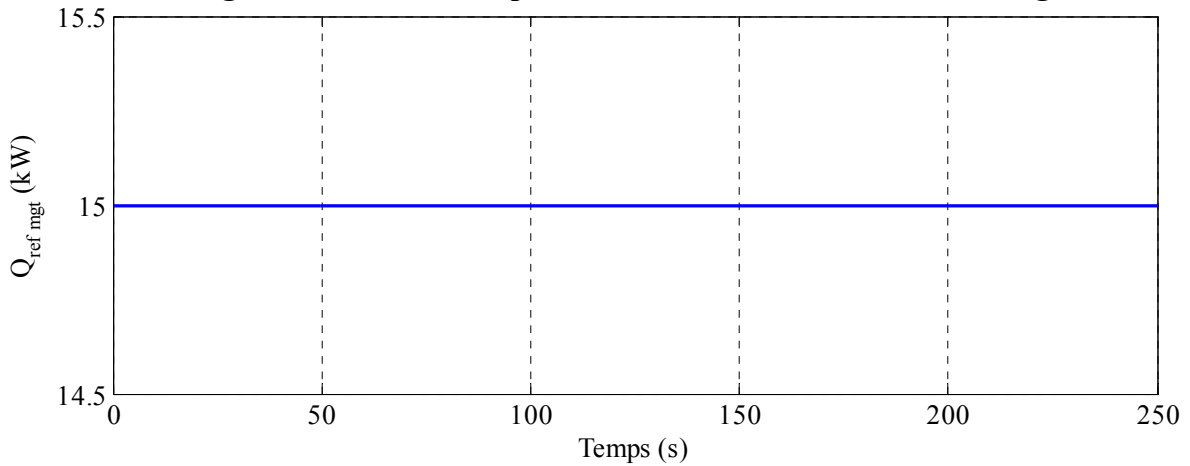


Fig. 2.40. Référence de puissance réactive de la micro-turbine à gaz

Les fig. 2.41 et 2.42 montrent les puissances active et réactive, injectées au réseau et la fig. 2.43 présente la tension du bus continu (V_{DC}).

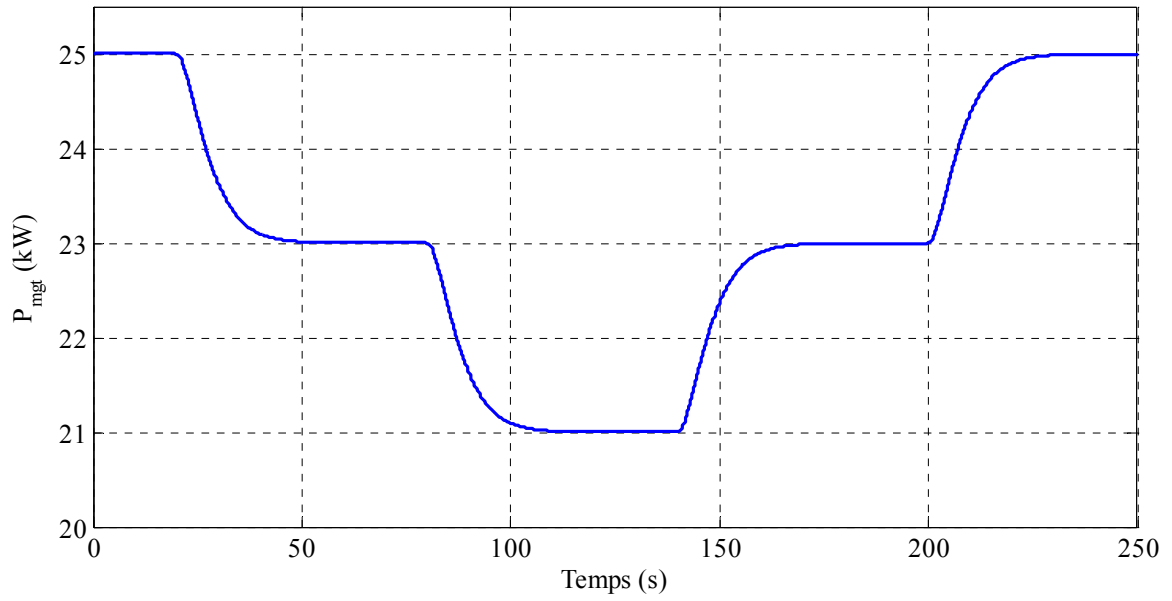


Fig. 2.41. Puissance active de la micro-turbine

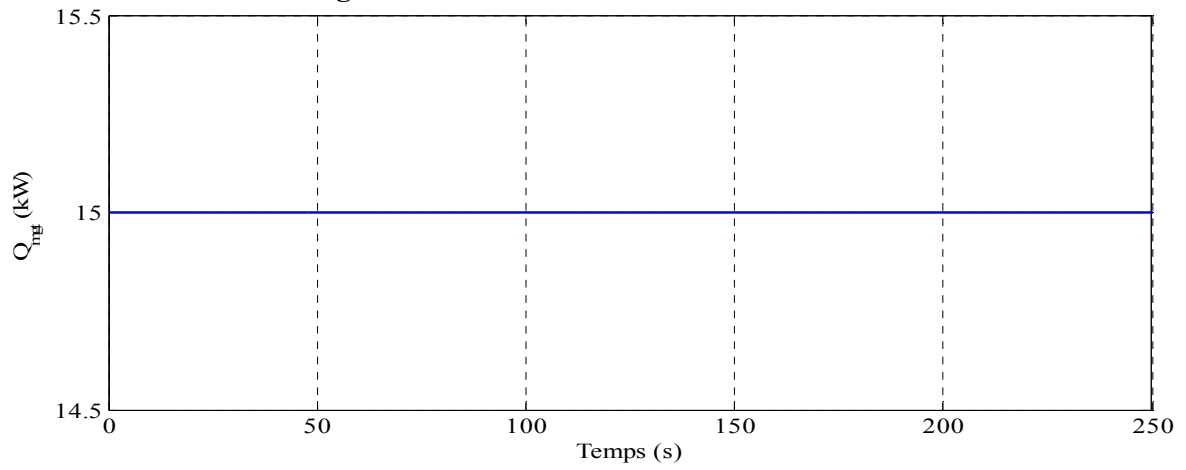


Fig. 2.42. Puissance réactive de la micro-turbine

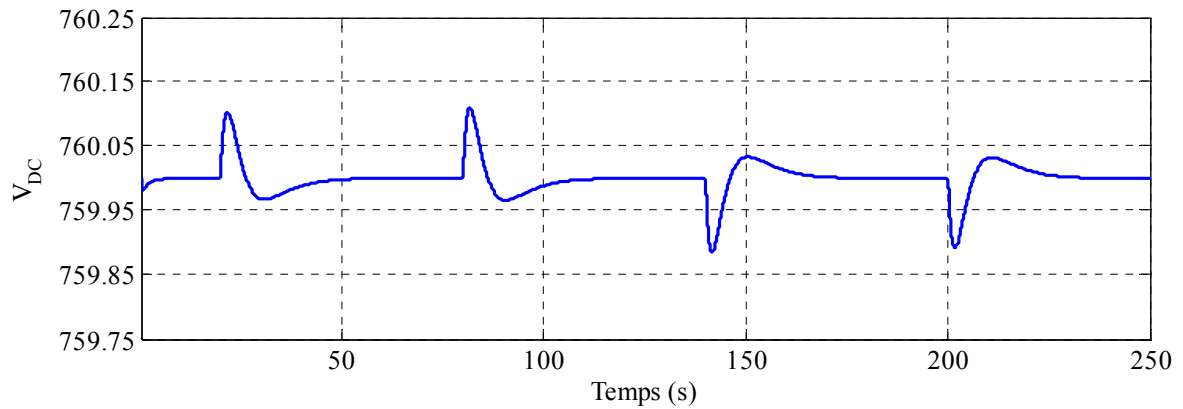


Fig. 2.43. Tension du bus continu V_{DC}

Ensuite, les figures 2.44 et 2.45 présentent le profil des courants, injectés au réseau et la forme des trois courants, dans une échelle de temps plus petite.

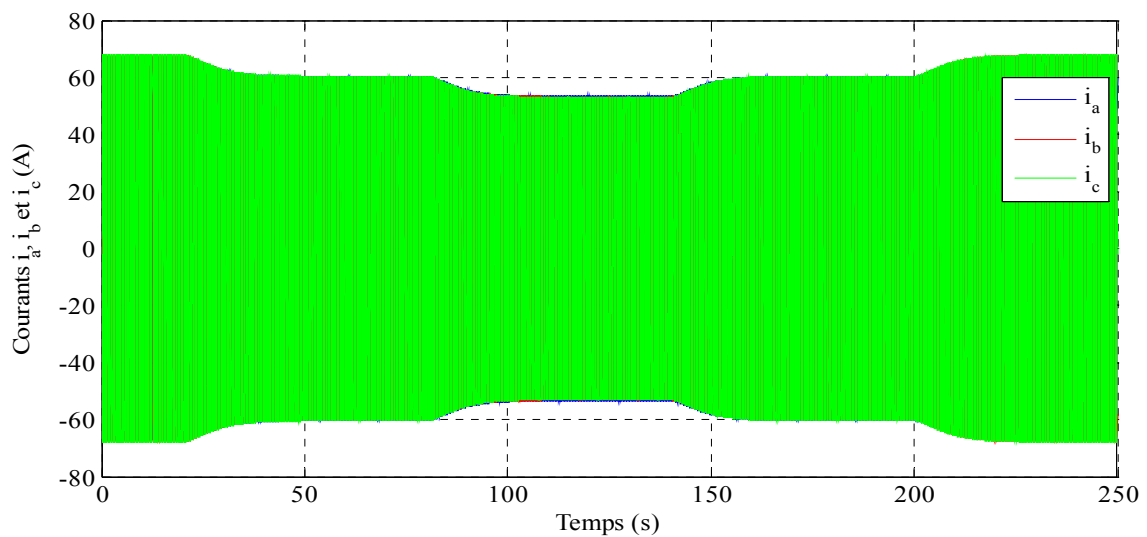


Fig. 2.44. Le profil des courants triphasés

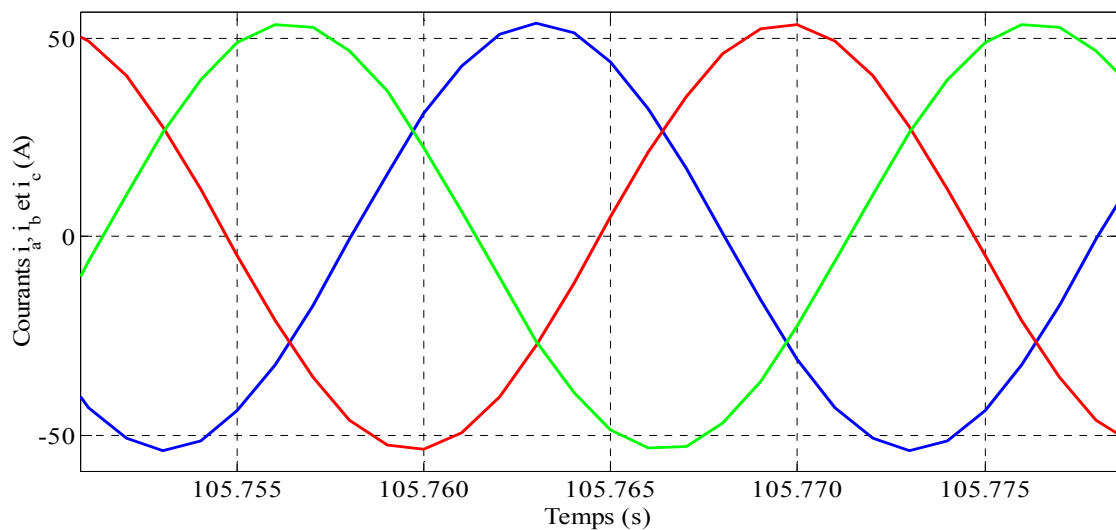


Fig. 2.45. La forme des courants triphasés

Et finalement, sur la fig. 2.46 est présentée la vitesse de rotation de l'arbre de la machine synchrone et sur la fig. 2.47 – le couple électromagnétique.

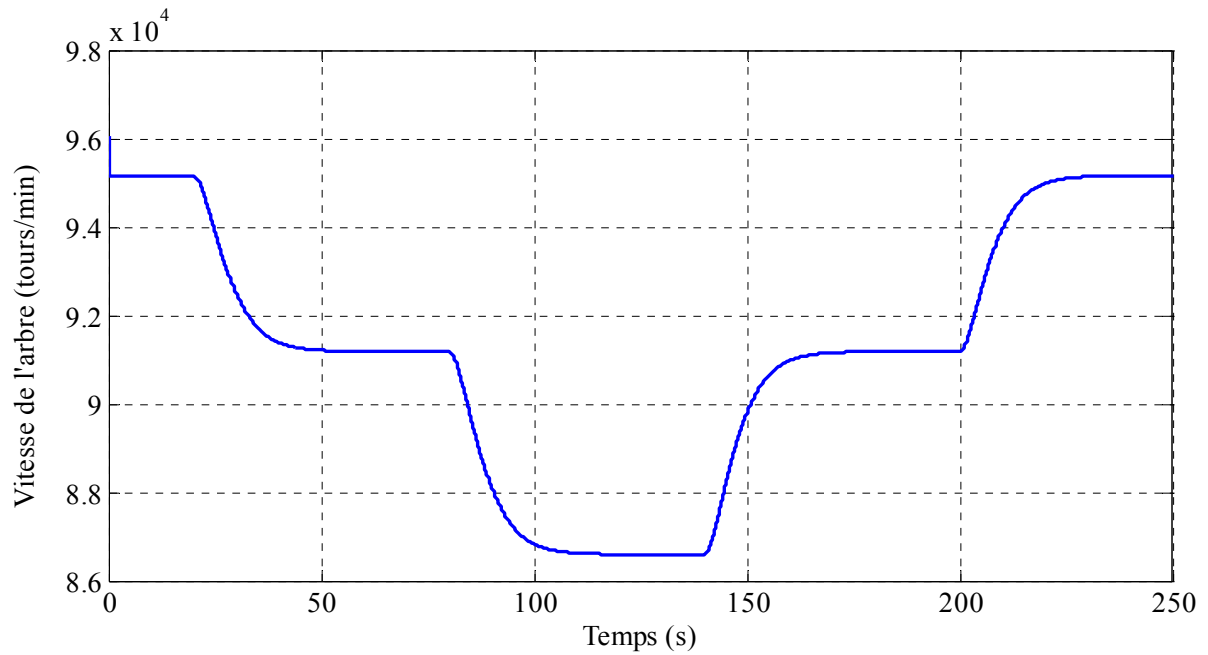


Fig. 2.46. Vitesse de rotation de l'arbre de la machine

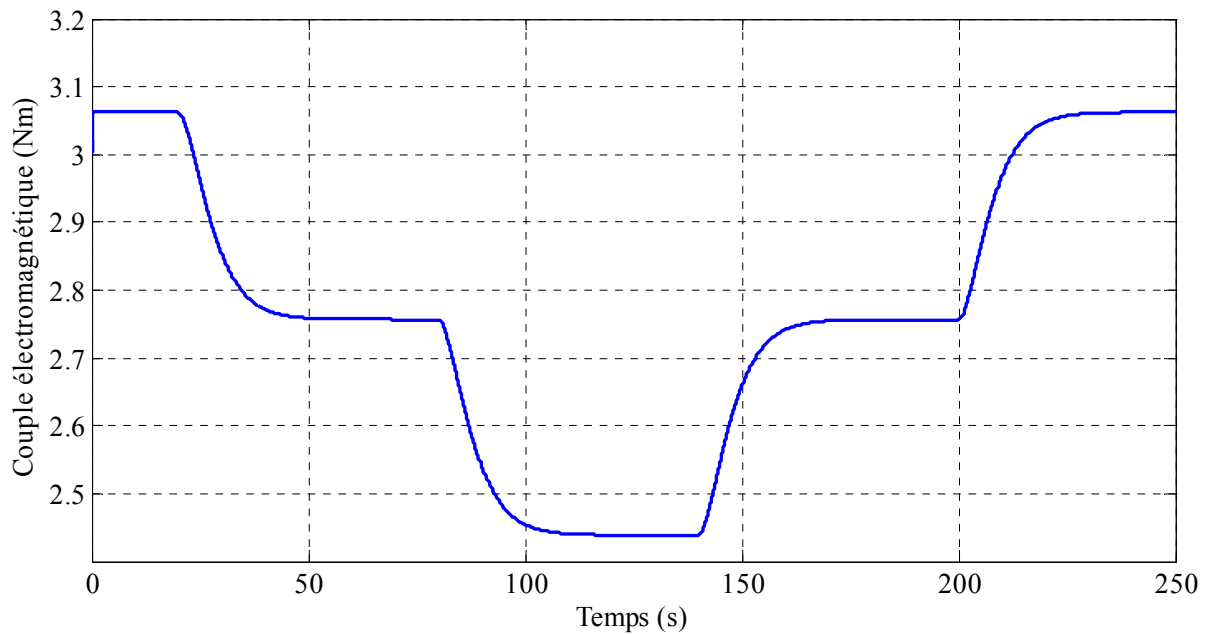


Fig. 2.47. Le couple électromagnétique

Ce modèle est très détaillé et utile pour des simulations en temps réel. Néanmoins, ce modèle exige des ressources de calcul importantes, surtout si plusieurs micro-turbines doivent être simulées en même temps. Le système étudié lors de mes travaux de recherche comprend trois micro-turbines à gaz, ce qui consommera davantage de temps de calcul lors des simulations. Pour ces raisons, nous avons déduit un autre modèle simplifié qui nous permet d'estimer, toutes les secondes, en fonction de la puissance générée les émissions des gaz d'échappement (particulièrement CO, CO₂, NO_x et CO₂ équivalent), la consommation du gaz et le rendement électrique de la micro turbine.

2.5.3. Modèle approximatif du premier ordre

Dans le but de concevoir une planification opérationnelle d'un micro réseau, Di LU a utilisé un modèle simplifié d'une micro turbine à gaz [Lu 10], [Saa 99]. Ayant mesuré un temps de réponse de la micro turbine égal à $\tau_{mgt_GT}=10s$ il a créé un modèle linéaire approximatif du premier ordre :

$$P_{MGT_i}(t) = \frac{1}{1 + \frac{\tau_{MGT}}{3} \cdot s} \cdot P_{MGT_ref_i} \quad (2.34)$$

P_{MGT_i} est la puissance produite par la micro turbine, $P_{MGT_ref_i}$ est la référence de puissance. Ce modèle est utilisé pour la modélisation de la puissance électrique générée par la micro turbine à gaz et les calculs qui en résultent (débit de gaz consommé, émissions de CO₂ équivalent), en supposant que la micro-turbine est démarrée et chaude. Des simulations ont été réalisées pour confirmer la cohérence des deux modèles. Le modèle détaillé, et le modèle simplifié ont été simulés avec la même référence de puissance dans le temps (fig. 2.48). Les résultats des simulations (fig. 2.49) montrent une correspondance entre les deux modèles. Cependant, le modèle simplifié possède une dynamique un peu plus rapide, c'est à dire un temps de réponse légèrement inférieur au celui du modèle détaillé.

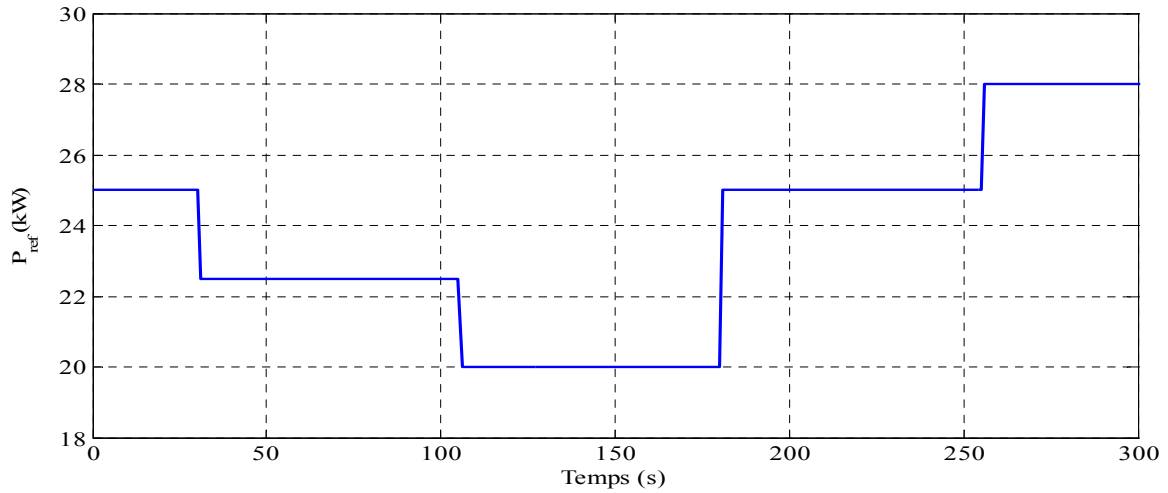


Fig. 2.48. Référence de puissance appliquée aux deux modèles de MGT

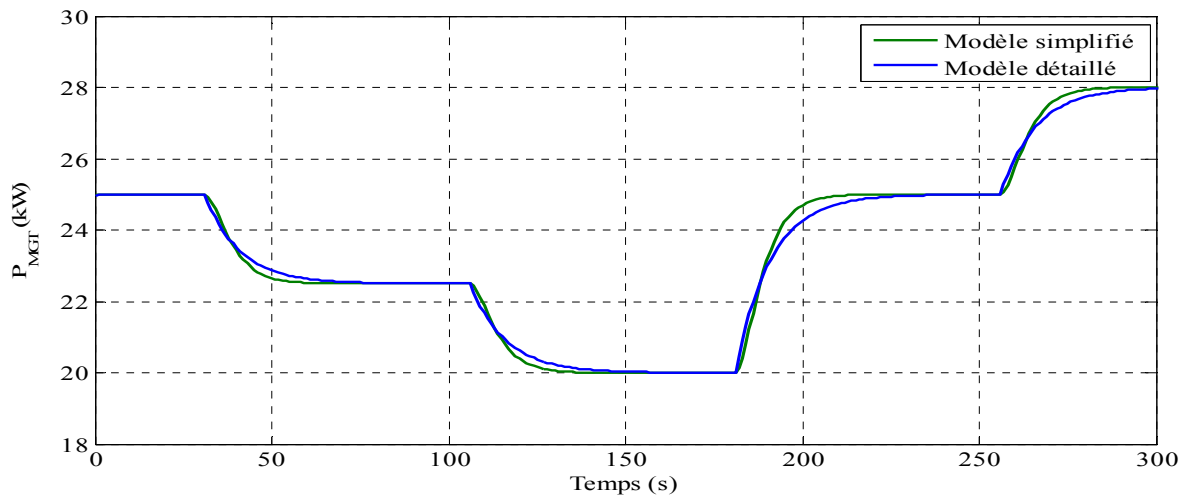


Fig. 2.49. Puissances électriques générées par les deux modèles de micro-turbine

2.5.4. Caractérisation du rendement

Pour avoir un modèle qui estime le gaz consommé par la micro turbine et aussi les gaz de l'échappement, nous avons supposé qu'elle travaille durant un intervalle de temps (τ) avec une puissance constante [Boi 09]. Dans ce cas, son rendement électrique est égal à :

$$\eta_i(t) = \frac{E_{MGT_i}(t)}{F_{MGT_i}(t)} \quad (2.35)$$

E_{MGT_i} (kWh électrique) est l'énergie produite par la micro turbine et F_{MGT_i} (kWh thermique) est l'énergie fournie à la micro turbine par le carburant (l'énergie calorifique du carburant).

Dans un micro réseau avec i micro turbines, la i -ème micro turbine à gaz a un taux d'utilisation (en %) qui est égal à la puissance instantanée de cette micro turbine divisée par la puissance maximale de cette micro turbine :

$$R1 : \alpha_i(t) = \frac{1}{P_{MGT_max_i}} \cdot P_{MGT_i}(t) \quad (2.36)$$

A partir des équations (2.35) et (2.36) appliquées en instantané, il en résulte que le rendement électrique est une fonction de la puissance générée:

$$R2 : \eta_i(t) = \frac{\tau \cdot P_{MGT_i}(t)}{F_{MGT_i}(t)} = \tau \cdot \frac{\alpha_i(t)}{F_{MGT_i}(t)} \cdot P_{MGT_max_i} \quad (2.37)$$

Des résultats expérimentaux et des recherches montrent que le rendement de la micro turbine n'est pas constant pour tous les points de fonctionnement, mais fonction de la charge de la micro turbine et du taux d'utilisation. Des relevés expérimentaux avec des puissances maximales de 30 et 60 kW ont été faits, dans la plage de 50-100% de charge de la micro turbine avec un pas de 5% [Boi 09]. Nous avons utilisé ces relevés expérimentaux et considéré une micro turbine à gaz, avec une puissance nominale de 30kW et une caractéristique légèrement dégradée par rapport aux deux autres, qui est due au vieillissement (fig. 2.50). On retrouve le fait qu'il est conseillé d'éviter d'utiliser une micro turbine en dessous de 50% de sa puissance nominale, parce que, dans ce cas-là, le rendement est faible et, de plus, les émissions polluantes sont importantes.

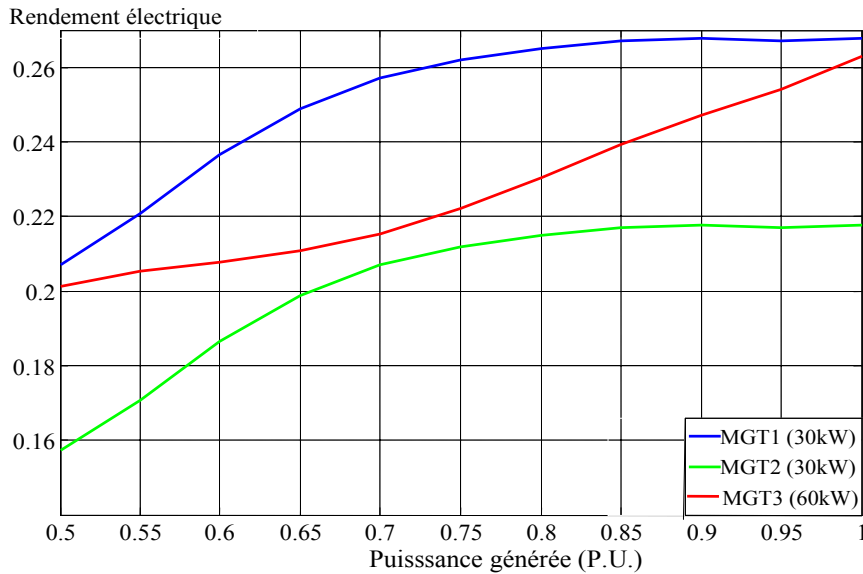


Figure 2.50. Caractéristique des rendements électriques en fonction de la puissance générée (P.U.)

Ensuite, un polynôme du 6-ème ordre est interpolé à partir de la caractéristique du rendement électrique en fonction du taux d'utilisation.

Pour la micro turbine 1, dont la puissance maximale est 30kW :

$$\eta_1 = 10^2 \cdot (0,89.\alpha_1^6 - 4,13.\alpha_1^5 + 7,92.\alpha_1^4 - 8,00.\alpha_1^3 + 4,49.\alpha_1^2 - 1,32.\alpha_1 + 0,16) \quad (2.38)$$

Pour la micro turbine 2 avec puissance maximale de 30kW :

$$\eta_2 = 10^2 \cdot (0,89.\alpha_2^6 - 4,13.\alpha_2^5 + 7,92.\alpha_2^4 - 8,00.\alpha_2^3 + 4,49.\alpha_2^2 - 1,32.\alpha_2 + 0,16) \quad (2.39)$$

Pour la micro turbine 3 avec puissance maximale de 60kW :

$$\eta_3 = 10^2 \cdot (0,34.\alpha_3^6 - 1,43.\alpha_3^5 + 2,38.\alpha_3^4 - 2,04.\alpha_3^3 + 0,94.\alpha_3^2 - 0,22.\alpha_3 + 0,023) \quad (2.40)$$

Sur la figure 2.51 l'erreur relative entre la caractéristique expérimentale et la fonction interpolée pour la micro-turbine 1 est présentée. Il est visible que la plus grande différence (~1%) est dans les régimes avec un taux d'utilisation faible. Ces résultats nous montrent une précision satisfaisante.

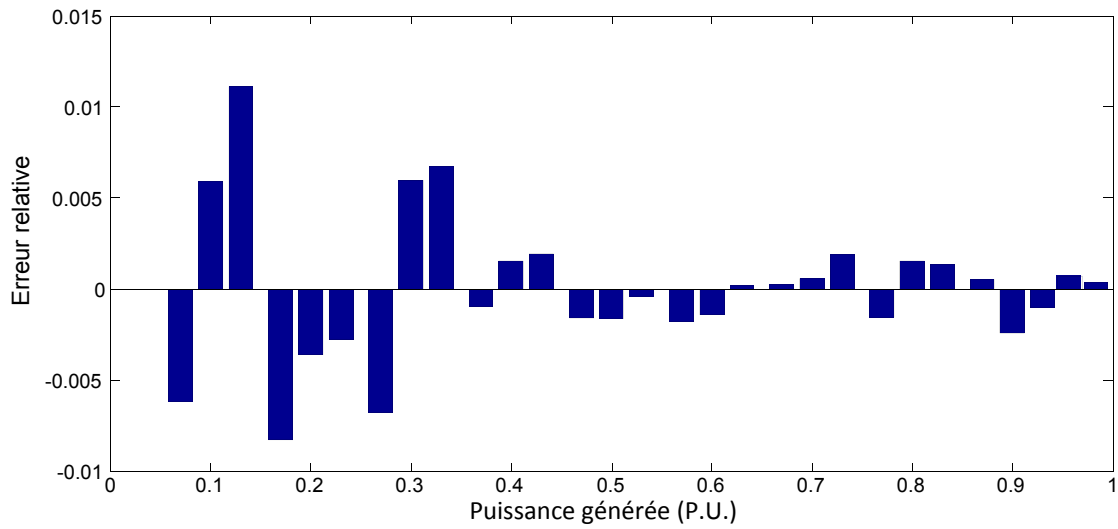


Fig. 2.51. Erreur relative d'approximation

2.5.5. Estimation des gaz d'échappement de la micro turbine

Pour quantifier les émissions de CO, CO₂ et NO_x, on utilise le modèle des «facteurs d'émission» (emission factors) [Can 08]:

$$m_p = \mu_p \cdot X \quad (2.41)$$

m_p (mg) est la masse du gaz émis, μ_p (mg/kWh) est le facteur d'émission du gaz p pour la production de X (kWh) d'énergie électrique. Les facteurs d'émissions ne sont pas constants et dépendent du point de fonctionnement de la turbine. Les caractéristiques expérimentales des fabricants donnent les facteurs d'émissions de chaque gaz en fonction du taux d'utilisation de la turbine (en pourcentage).

A partir des caractéristiques d'émissions de NO_x (fig. 2.52), des fonctions interpolatrices polynomiales du 6-ème ordre sont déduites.

Pour la micro turbine 1:

$$\mu_{NOx_1} = 10^6 (5,70.\alpha_1^6 - 2,56.\alpha_1^5 + 4,73.\alpha_1^4 - 4,59.\alpha_1^3 + 2,47.\alpha_1^2 - 0,70.\alpha_1 + 0,81) \quad (2.42)$$

Pour la micro turbine 2 :

$$\mu_{NOx_2} = 10^6 (5,69.\alpha_2^6 - 25,63.\alpha_2^5 + 47,35.\alpha_2^4 - 45,93.\alpha_2^3 + 24,68.\alpha_2^2 - 6,98.\alpha_2 + 0,81) \quad (2.43)$$

Pour la micro turbine 3 :

$$\mu_{NOx_3} = 10^6 (-0,97.\alpha_3^6 + 4,33.\alpha_3^5 - 7,92.\alpha_3^4 + 7,64.\alpha_3^3 - 4,09.\alpha_3^2 + 1,15.\alpha_3 - 0,13) \quad (2.44)$$

D'une manière générale, par la suite, on utilisera l'équation

$$\mu_{NOx_i} = f(\alpha_i(t)) \quad (2.45)$$

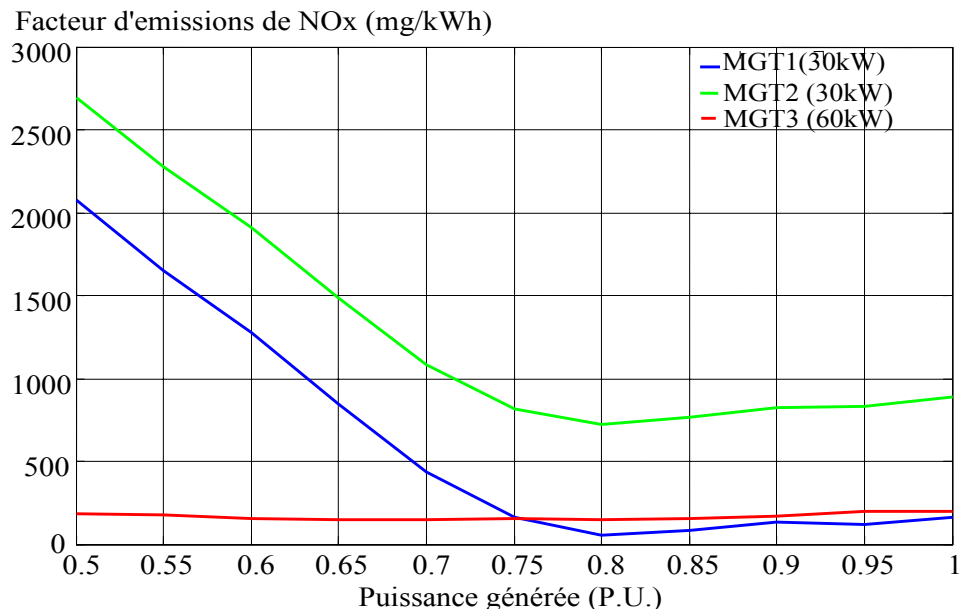


Fig. 2.52. Caractéristique du facteur d'émissions de NOx en fonction de la puissance générée (P.U.) [Chi 07a]

Sur la figure 2.53 l'erreur relative entre la caractéristique expérimentale et la fonction interpolée pour la micro-turbine est présentée. L'erreur est dans la limite de 1%, sauf aux points de fonctionnement, proches de 75% de la puissance nominale (0,7 P.U.), où l'erreur atteint une valeur de -4%.

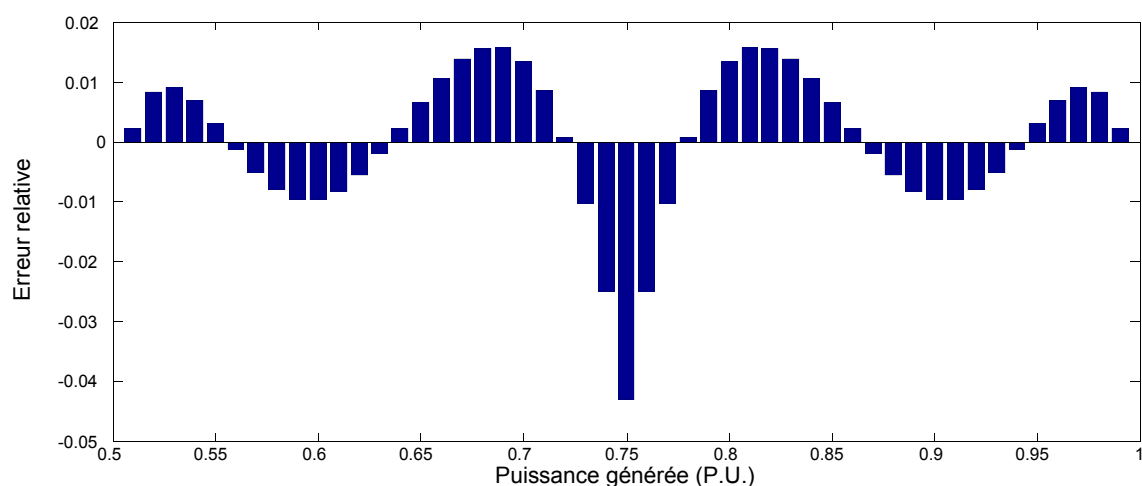


Fig. 2.53 Erreur relative d'approximation

Donc, pour chaque micro turbine, à l'aide des équations (2.42, 2.43 et 2.44) les masses des émissions de NO_x (en mg) pour un taux d'utilisation α_i constant pendant un intervalle de temps τ par une fonction d'interpolation, peuvent être déduites :

$$R3 : m_{NOx_i}(t) = \mu_{NOx_i} \cdot \tau \cdot P_{MGT_MAX_i} \cdot \alpha_i(t) \text{ pour } t_o \leq t \leq t_o + \tau \quad (2.45)$$

Pour les émissions de CO, il existe aussi une relation entre le facteur d'émissions de CO (μ_{CO_i}) et le taux d'utilisation. Les caractéristiques expérimentales sont présentées sur la fig. 2.54 et sont également approchées par une fonction d'approximation :

$$\mu_{CO_i} = f(\alpha_i(t)) \quad (2.46)$$

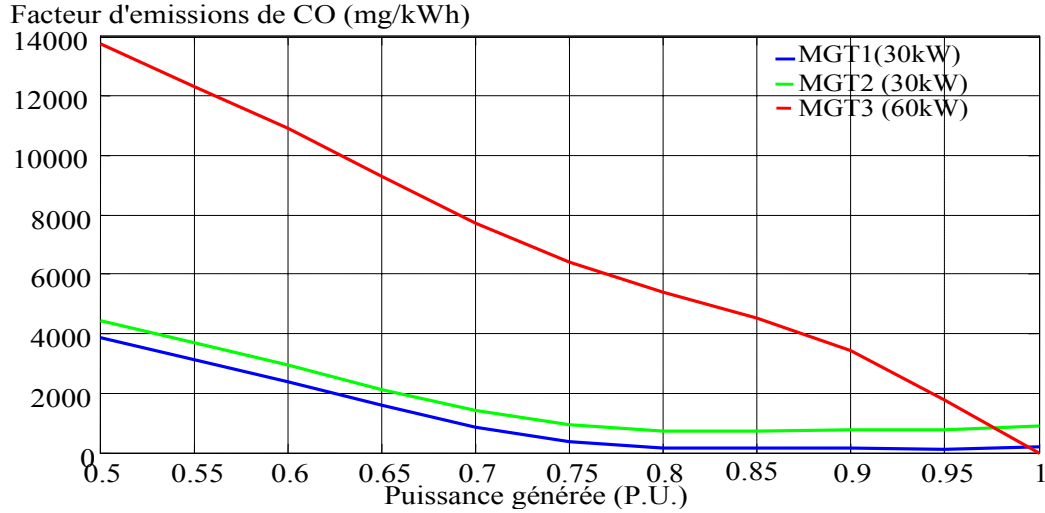


Figure 2.54. Caractéristique du facteur d'émissions de CO en fonction du taux d'utilisation des micro-turbines

Cette fonction est exprimée pour chaque micro turbine avec une fonction polynomiale du 6-ème ordre.

Pour la micro turbine 1 :

$$\mu_{CO_1} = 10^6 (7,78\alpha_1^6 - 34,68\alpha_1^5 + 63,42\alpha_1^4 - 60,83\alpha_1^3 + 32,28\alpha_1^2 - 9,01\alpha_1 + 1,04) \quad (2.47)$$

Pour la micro turbine 2 :

$$\mu_{CO_2} = 10^6 (7,78\alpha_2^6 - 34,68\alpha_2^5 + 63,42\alpha_2^4 - 60,83\alpha_2^3 + 32,29\alpha_2^2 - 9,01\alpha_2 + 1,04) \quad (2.48)$$

Pour la micro turbine 3 :

$$\mu_{CO_3} = 10^6 (15,36\alpha_3^6 - 68,56\alpha_3^5 + 12,554\alpha_3^4 - 12,07\alpha_3^3 + 64,24\alpha_3^2 - 17,9\alpha_3 + 0,2) \quad (2.49)$$

Sur la figure 2.55 l'erreur relative entre la caractéristique expérimentale et la fonction interpolée pour la micro-turbine 1 est présentée. L'erreur est de nouveau dans la limite de 1%, sauf aux points de fonctionnement entre 70% et 80% de la puissance nominale, où elle est de l'ordre de 3 à 4%.

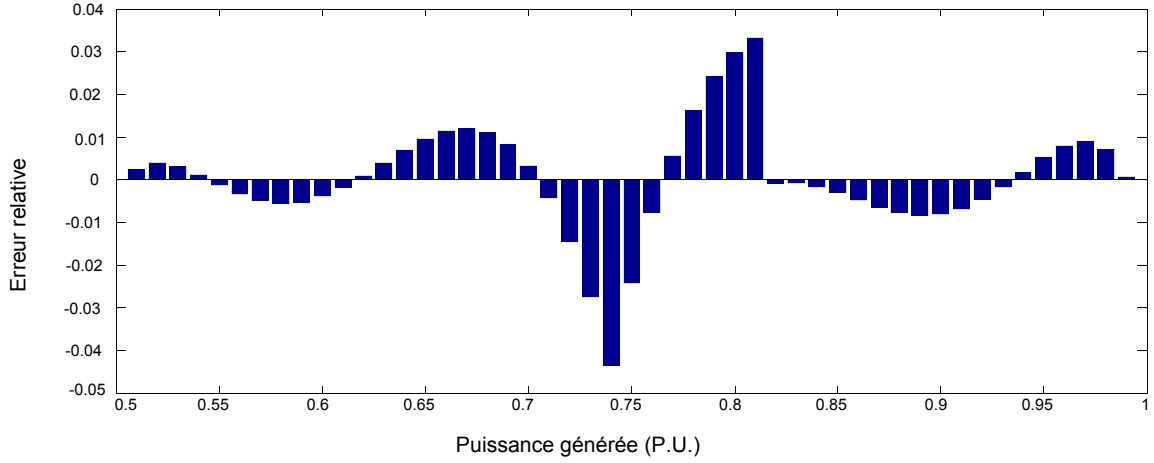


Fig. 2.55. Erreur relative d'approximation

A partir du facteur d'émissions de CO, émis par une micro turbine à gaz, fonctionnant à puissance constante durant τ , la masse de CO peut être calculée :

$$R4 : m_{CO_i}(t) = \mu_{CO_i} \cdot \tau \cdot P_{MGT_MAX_i} \cdot \alpha_i(t) \quad (2.50)$$

2.5.6. Estimation de la consommation de gaz

Afin d'estimer la consommation du gaz, l'équation (2.37) est reformulée comme suit :

$$R5 : F_{MGT_i}(t) = \frac{E_{MGT_i}(t)}{\eta_i(t)} = \frac{P_{MGT_i}(t) \cdot \tau}{\eta_i(t)} = \frac{P_{MGT_MAX_i} \cdot \alpha_i(t) \cdot \tau}{\eta_i(t)} \quad (2.51)$$

La quantité du carburant consommée étant proportionnelle à son énergie thermique, F_{MGT_i} est suffisante pour estimer la consommation du gaz par une micro turbine à gaz qui fonctionne à puissance constante P_{MGT_i} durant un intervalle de temps τ [Can 07]. La masse du gaz consommé peut être calculée à partir de la densité énergétique du gaz naturel qui est de 13,5 kWh/kg. Ainsi :

$$R6 : m_{gaz_i}(t) = \frac{F_{MGT_i}(t)}{13,5} \quad (2.52)$$

2.5.7. Estimation des émissions de dioxyde de carbone

Les émissions de CO₂ sont proportionnelles à la quantité du gaz consommé. Les émissions de CO et de NOx sont plutôt en dépendance de la température dans la chambre de combustion et le rapport air-carburant. Les émissions de CO et de NOx sont aussi plus importantes dans les régimes de fonctionnement avec un faible rendement et leur quantité est faible dans les régimes d'opération avec rendement nominal [Can 07], [Can 08] et [Boi 09].

Le facteur d'émissions de CO₂ est constant pour tout régime de fonctionnement de la micro turbine à gaz :

$$R7 : m_{CO2_i} = \mu_{CO2} \cdot F_{MGT_i} \quad (2.53)$$

m_{co2_i} (mg) est la masse du CO₂, $\mu_{CO2} = 202.10^3$ (mg/kWh_{thermique}) est le facteur d'émissions du CO₂ lors de la combustion du gaz qui produit F_{MGT_i} (kWh_{thermique}) de puissance thermique. La quantité de CO₂ émise pour un intervalle de temps $\tau=30$ minutes de fonctionnement à une puissance constante reste toujours une fonction de la puissance P_{MGT_i} , parce que l'efficacité électrique, et donc l'énergie thermique du gaz consommé pour produire

cette énergie électrique, est différente pour les différents points de fonctionnement de la micro turbine. A partir des équations (2.51) et (2.53), on peut déduire :

$$m_{CO2_i} = \mu_{CO2} \cdot \frac{P_{MGT_MAX_i} \cdot \alpha_i(t) \cdot \tau}{\eta_i(t)} = 202.10^3 \cdot \frac{P_{MGT_MAX_i} \cdot \alpha_i(t) \cdot \tau}{\eta_i(t)} \quad (2.54)$$

Ayant estimé les quantités des émissions CO₂, de CO et de NO_x, il est facile de calculer la quantité du CO₂ équivalent. Pour cela, il faut considérer l'effet de chaque gaz sur le réchauffement climatique global. Le CO et les NO_x sont des gaz toxiques à effet local et ils ont une influence sur l'effet de serre, parce qu'ils sont absorbés dans l'atmosphère plus lentement que le CO₂. Le potentiel de réchauffement global (Global warming potential) de 1g de NO_x est considéré égal à 298g de CO₂ équivalent et 1g de CO à 3g de CO₂ équivalent [Yan 08], [Zha 08], [Url 01] et [Int 07]. La quantité de CO₂ équivalent est calculée comme suit:

$$R8 : m_{CO2_equivalent_i} = m_{CO2_i} + 3.m_{CO_i} + 298.m_{NOx_i} \quad (2.55)$$

Ceci étant exposé, nous avons créé un modèle qui, à partir de la puissance produite par la micro turbine durant un intervalle de temps, permet d'estimer:

- le rendement de la micro turbine,
- la consommation du gaz,
- les quantités de CO, CO₂ et NO_x,
- la quantité de CO₂ équivalent.

2.5.8. GIC du modèle

Pour le calcul de la planification opérationnelle 24h en avance, on considère un intervalle temporel de $\tau=30\text{min}$. L'hypothèse est que les puissances générées et consommées sont constantes durant chaque intervalle. En réalité ces puissances ne sont pas constantes à cause du réglage primaire qui assure l'équilibrage des puissances en instantané. Pour les calculs de la consommation du gaz et les quantités de CO₂ équivalent lors des simulations en temps réel, le pas de calcul est de $\tau=1\text{s}$.

L'approche est présentée schématiquement sur la fig. 2.56. A partir de P_{MGT_i} , α_i est calculé en appliquant l'équation R1. Puis, le rendement électrique η_i et l'énergie thermique du gaz consommé F_{MGT_i} (relations R2 et R5) sont calculés ainsi que la quantité du gaz consommé (en utilisant la relation R6). Connaissant la quantité du gaz consommé, nous pouvons calculer m_{CO2_i} (relation R7). A partir de α_i , nous pouvons calculer μ_{CO_i} et μ_{NOx_i} et m_{CO_i} et m_{NOx_i} (relations R3 et R4). Finalement, ayant calculé m_{CO2_i} , m_{CO_i} et m_{NOx_i} , en considérant les effets sur le réchauffement global, nous arrivons à estimer $m_{CO2_equivalent_i}$ (relation R8).

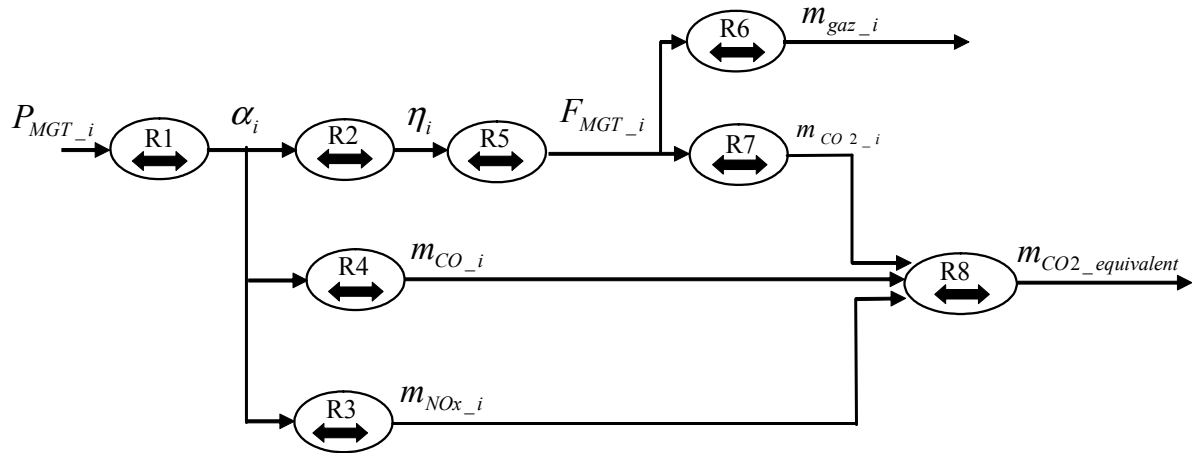


Fig. 2.56. Ordonnement des équations de modélisation des émissions par GIC

2.5.9. Validation du modèle simplifié par simulations

Le modèle détaillé de la turbine, élaboré par Peng LI [Li 09] et le modèle simplifié, décrit dans ce chapitre ont été simulés avec la même référence de puissance dans le temps (fig. 2.48). Les grandeurs mesurées sont : la masse de CO₂ équivalent (fig. 2.57), l'erreur relative de la masse du CO₂ équivalent (fig. 2.58), la masse du gaz consommé (fig. 2.59), l'erreur entre le modèle simplifié et détaillé (fig. 2.60). Les puissances, issues des deux modèles ont déjà été présentées sur la fig. 2.49. Le modèle simplifié possède une dynamique plus rapide que le modèle détaillé.

Les émissions de CO₂ équivalent des deux modèles correspondent, cependant dans les régimes transitoires une différence de moins de 2,5% est observée (fig. 2.58).

Il y a aussi une certaine différence de l'ordre de 2 à 4 pourcent dans la consommation du gaz. Uniquement dans le cas où la puissance générée est proche de 50% de la puissance nominale, la consommation du gaz calculée par le modèle simplifié est plus grande d'environ 7%.

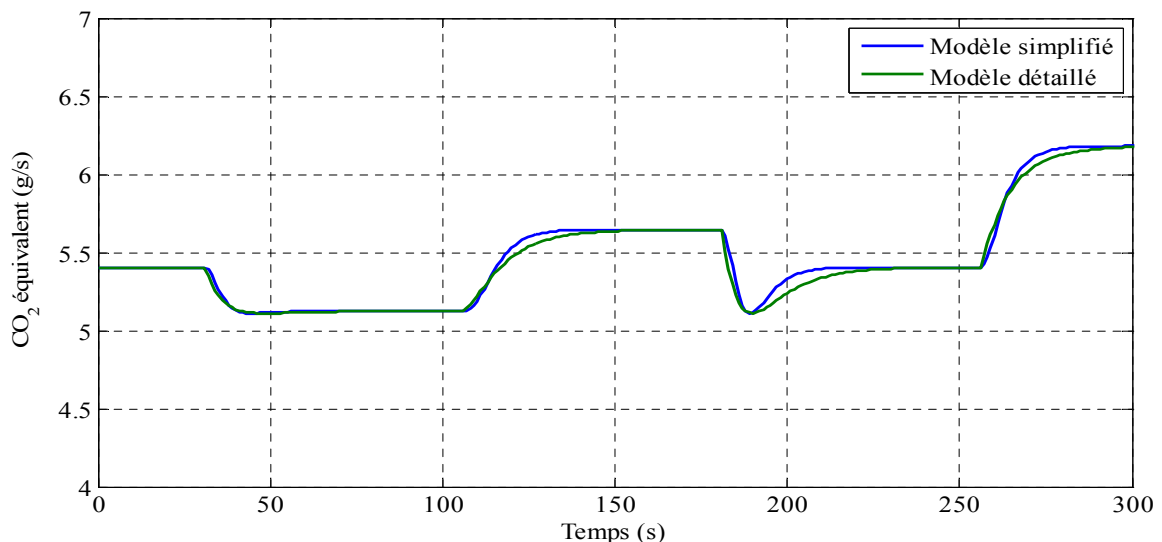


Fig. 2.57. La masse du CO₂équivalent (g/s), émise par les deux micro-turbines

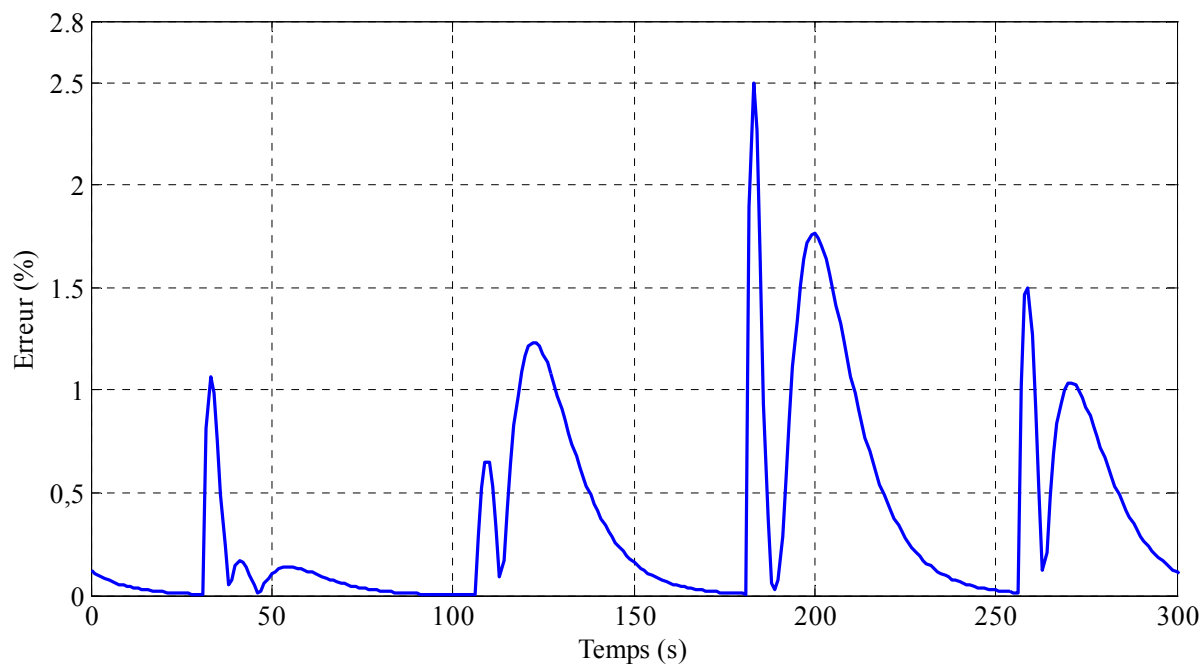


Fig. 2.58. Erreur relative entre les deux modèles (en % de la masse du CO₂ équivalent)

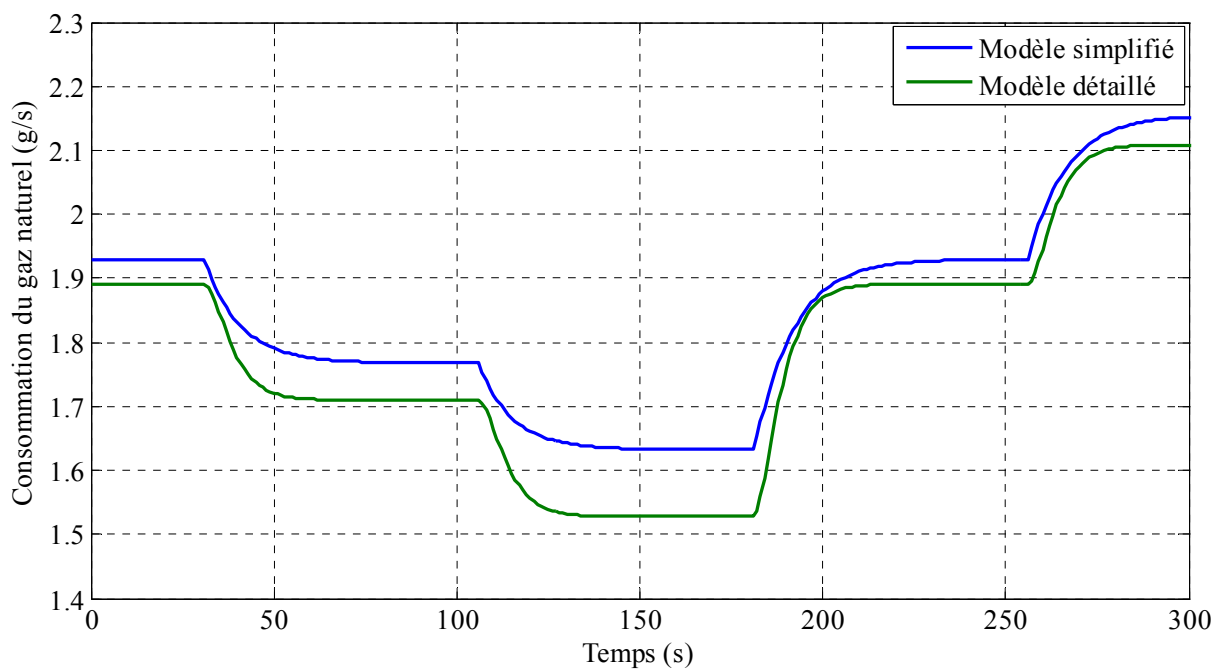


Fig. 2.59. Masse de gaz (g/s) consommée

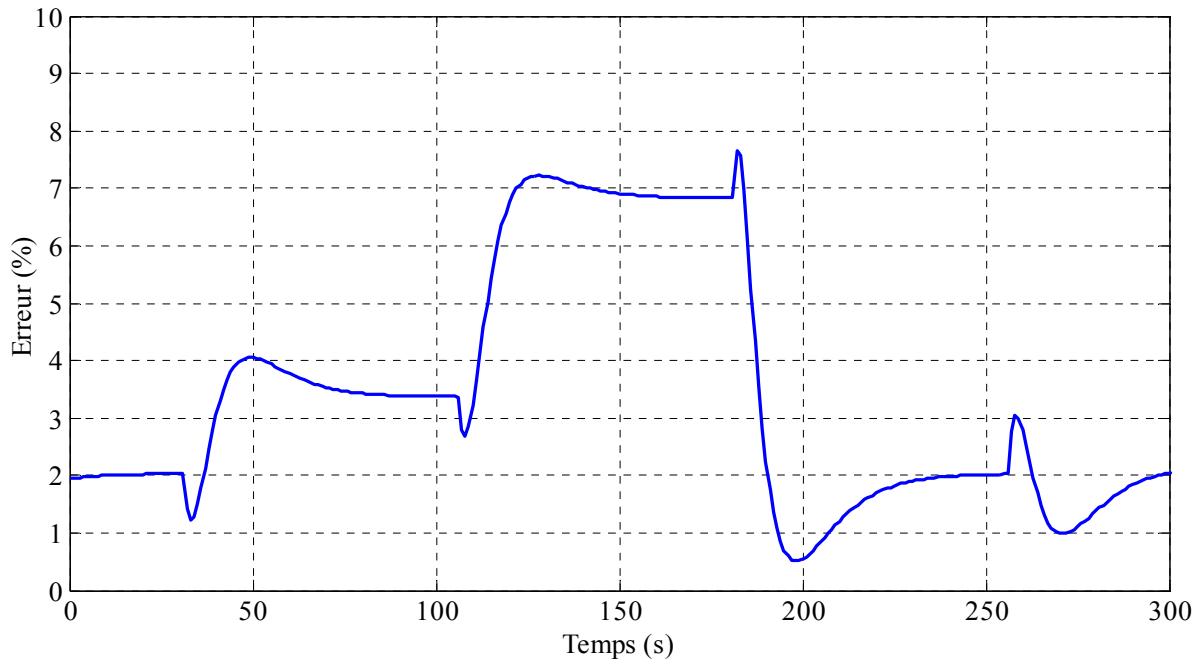


Fig. 2.60. Erreur relative entre les deux modèles (en % de la masse de gaz consommé)

2.6. Gestion d'un micro-réseau

2.6.1. Organisation de la gestion des réseaux électriques

Le raccordement de la production distribuée sur un réseau doit satisfaire un certain nombre de contraintes liées à son fonctionnement et à sa gestion. En effet, la gestion d'un réseau doit respecter les contraintes physiques et technologiques ainsi qu'assurer la sûreté d'approvisionnement, la sécurité des équipements, la qualité de l'énergie et l'efficacité [Elh00]. Une optimisation technico-économique du fonctionnement du système électrique doit être réalisée pour prendre en compte:

- les contraintes d'équilibrage entre l'énergie produite et l'énergie consommée au sein du micro réseau sur un horizon journalier au pas horaire,
- des contraintes liées aux limites en tension et fréquence et à leur réglage,
- le prix de l'énergie produite,
- l'impact environnemental.

Pour implémenter ces objectifs, les fonctions de gestion sont classiquement organisées temporellement en deux grands groupes selon leur dynamique d'exécution: la supervision sur le long terme et sur le court terme (figure 2.61).

Toutes les fonctions de contrôle sur le court terme sont exécutées par les contrôleurs locaux situés au sein des générateurs. La gestion sur le long terme est réalisée par un contrôleur central situé dans un centre de dispatching pour les grands réseaux. Concernant les micro-réseaux, cette gestion doit pouvoir être réalisée de façon indépendante pour permettre un fonctionnement en îlotage et elle est appelée Microgrid Central Energy Management System (MCEMS).

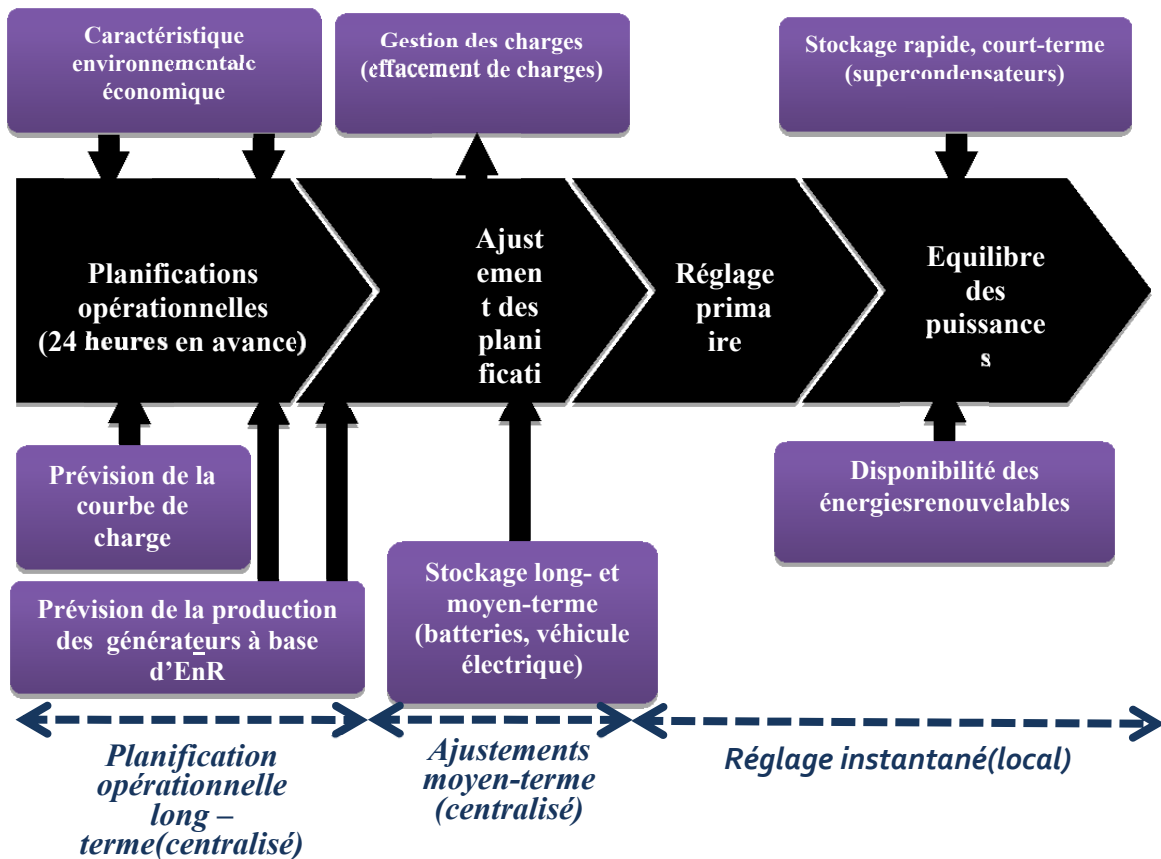


Fig. 2.61. Classification temporelle des fonctions de gestion du micro-réseau

2.6.2 Principales fonctions et situation des innovations développées

2.6.2.1 Gestion long terme ou Engagement d'unités

Globalement, l'objectif de la gestion long terme est de réaliser une optimisation du plan de production ; c'est-à-dire de décider quels sont les générateurs à démarrer (pour ceux qui le sont) et leur point de repos selon les contraintes et critères du paragraphe 3.7.3. Ceci est réalisé la veille pour le lendemain et est connu sous le nom Unit Commitment Problem (UCP) ou problème d'engagement des unités. Cette gestion va permettre de :

- Prévoir la mise en œuvre des unités ayant des temps de démarrage longs ainsi que l'approvisionnement en énergie fossile/nucléaire et les diverses contraintes liées à l'exploitation industrielle (indisponibilité liée à la maintenance, ...),
- Disposer du temps nécessaire à l'exécution des algorithmes d'optimisation,
- Déterminer les optimums globaux qui fixeront les points de fonctionnement des générateurs pilotables en situation stationnaire sur un intervalle de temps.

Compte tenu de la variabilité de la demande et des énergies renouvelables au cours de la journée, des prévisions au pas horaire sont utilisées et une réserve de puissance pouvant être sollicitée au cas où la demande d'énergie électrique devient tout à coup plus grande que prévue est également prise en compte. Le programme horaire obtenu pour chaque générateur

est donc constitué des références de puissance active et réactive au pas horaire et est envoyé la veille.

Dans le contexte des réseaux intelligents, l'arrivée de nouveaux moyens de réglage, tels que le stockage, la gestion partielle de la charge (exemple des véhicules électriques), les transformateurs électroniques et les FACTS, complexifie cette gestion long terme et conduit à revoir ses grands principes. Dans le cadre de cette thèse, nous allons étudier l'intégration des générateurs actifs dans cette gestion long-terme à travers l'utilisation d'algorithme d'optimisation (chapitre 3) et considérer un réseau de complexité réduite, un micro réseau urbain (chapitre 4).

2.6.2.2 Gestion moyen terme pour l'ajustement ou le dispatching économique

Jusqu'à présent, quelques ajustements des références de puissance étaient possibles pendant le déroulement du programme au cours de la journée (fig. 2.61) afin de prendre en compte des prévisions disponibles. L'objectif est de calculer les références de puissance de manière à respecter les contraintes physique (maintien de l'équilibre des puissances, de la tension, ...) tout en minimisant le coût économique de l'énergie électrique. C'est un problème de dispatching économique (Economic Dispatch problem : ED problem). Dans le cadre de cette gestion moyen terme, les générateurs à dynamique lente (centrales nucléaires et charbon, par exemple) ne sont pas sollicités.

Le déploiement des réseaux de communication offre de nouvelles possibilités en termes de dynamique de gestion moyen terme. Les délais courts liés à ces nouvelles technologies de communication permettent maintenant d'envisager un réajustement régulier. Au chapitre 3, nous allons considérer un réajustement toutes les 30 minutes. L'intérêt est double. D'abord, une optimisation plus précise de l'objectif est rendue possible étant donné que les prévisions sont d'autant plus précises que l'horizon est court. Ensuite, le dimensionnement des batteries qui permettent de garantir une puissance constante au sein des générateurs actifs est réduit (paragraphe 2.2.2). Ce réseau de communication permet, de plus, des modifications sur la gestion centralisée actuelle ainsi que d'envisager une gestion décentralisée. Ces architectures sont maintenant présentées.

2.6.2.3. Gestion centralisée d'un micro-réseau

En présence de plusieurs micro-réseaux, chaque MCEMS communique avec le gestionnaire du réseau de distribution (le niveau supérieur) sa demande ou excès en puissance et ainsi chaque micro-réseau apparaît pour le gestionnaire du réseau de distribution comme une seule entité qui peut se comporter soit comme un consommateur soit comme un générateur (fig. 2.62). De cette manière, la gestion long terme de la zone de réglage (Local control area) est distribuée par le gestionnaire du réseau de distribution sur tous les MCEMS. Dans cette vision, les MCEMS n'interagissent pas entre eux. La réduction de la complexité, la réalisation de nouvelles fonctions de gestion et l'amélioration de l'optimisation découlent de cette organisation.

En effet, la complexité de la gestion du système électrique entier est réduite étant donné qu'il est décomposé en un ensemble de sous réseaux de complexité moindre et pour lesquels la gestion (implantée dans le MCEMS) est simplifiée.

Dès lors, la taille réduite à la fois du micro-réseau et de l'algorithme de gestion permettent d'envisager de nouveaux objectifs ou de nouvelles fonctions telles que la minimisation des émissions de CO₂ attachés à ce périmètre.

De par l'existence d'un réseau de communication, chaque MCEMS peut reconfigurer le plan de production en cours d'exploitation de manière à affiner les optima technico économiques de son périmètre ou prendre en compte des aléas. La gestion moyen terme de l'ensemble de la zone de réglage se trouve ainsi fragmentée et spécialisée pour chaque micro-réseau. Les corrections sont naturellement appliquées au plus près des écarts constatés. En outre, la proximité permet des ajustements beaucoup plus fréquents par le MCEMS.

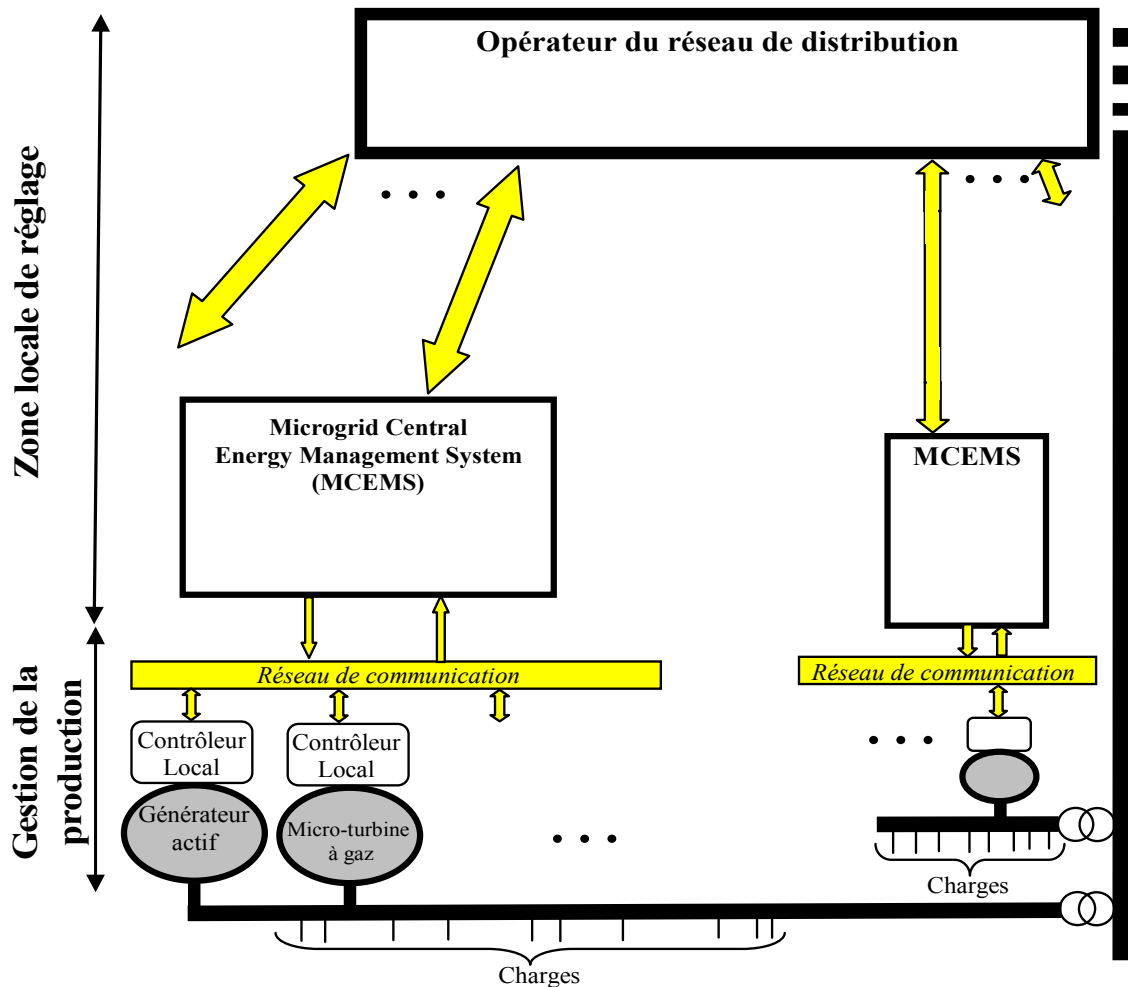


Figure 2.62. Gestion centralisée d'un micro-réseau

2.6.2.4. Gestion décentralisée d'un micro-réseau

Dans une gestion décentralisée (multi-agent system), les contrôleurs centraux des micro-réseaux sont en communication avec le gestionnaire du réseau de distribution mais aussi entre eux-mêmes [Dim 05] (fig. 2.63). L'ensemble des micro-réseaux peuvent ainsi interagir entre eux, échanger de l'information concernant la demande et l'offre d'énergie électrique et prendre des décisions concernant l'échange d'énergie électrique entre eux.

Dans la gestion décentralisée, les contrôleurs locaux sont aussi en communication entre eux. Cette approche est bien adaptée au fait que les générateurs dispersés au sein d'un micro-réseau sont la propriété de différentes personnes et ainsi la prise de décisions centralisées peut être difficile ou peut s'avérer non-optimale pour un individu particulier.

Chaque contrôleur central et local est souvent appelé "agent" et l'ensemble constitue un système multi-agents dans lequel les agents échangent entre eux de l'information sur les prix de production, la demande ou l'excès en énergie ou des données prévisionnelles.

Un inconvénient de la gestion décentralisée est qu'elle nécessite une infrastructure spécifique de communication entre tous les agents en temps réel, très sophistiquée et avec un débit important [Hat 07].

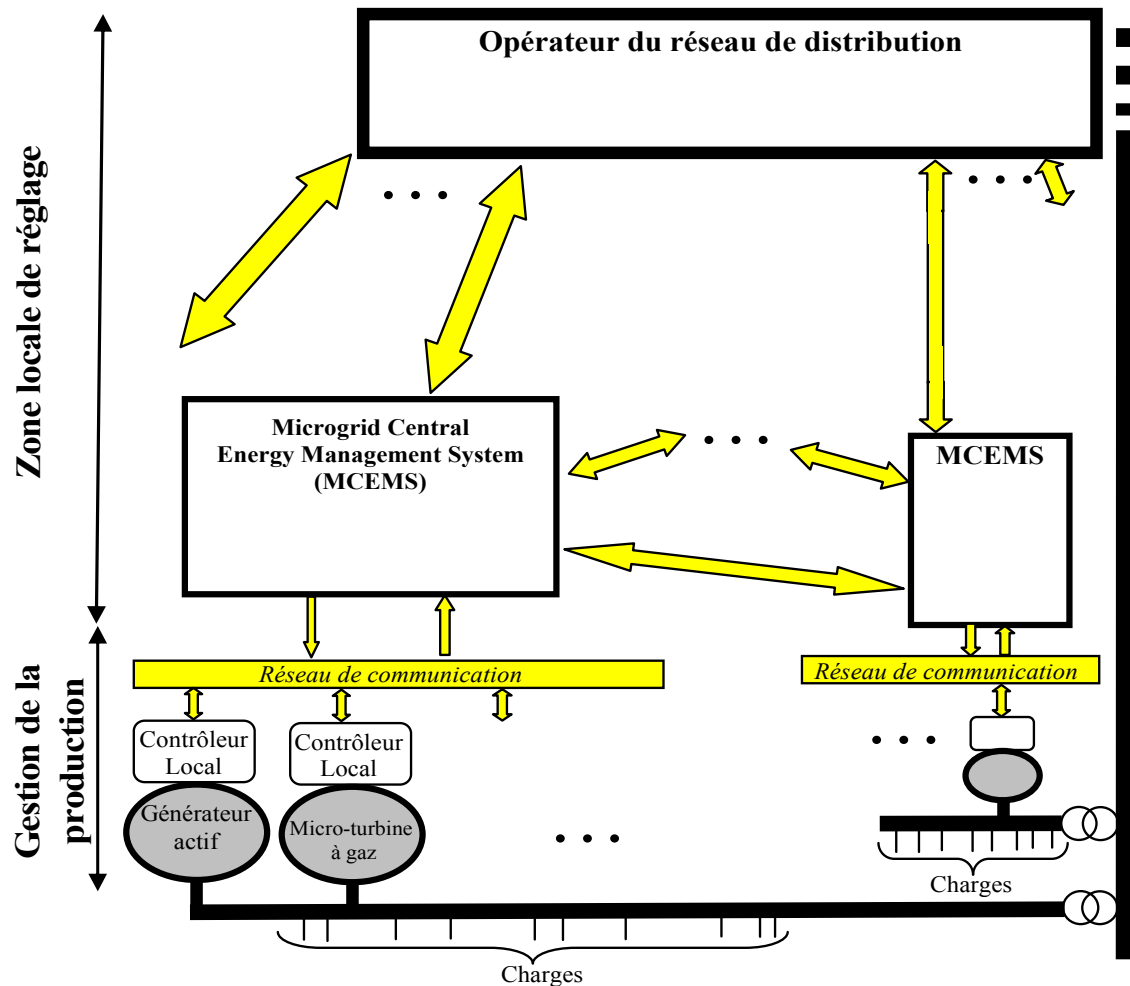


Figure 2.63. Gestion décentralisée de plusieurs micro-réseaux

2.6.3 Spécificités des contrôleurs locaux de la production distribuée

La plupart des générateurs dispersés est interfacé au réseau à travers des convertisseurs électroniques dont le système de contrôle permet de gérer les puissances générées sur le réseau et implémente aussi une protection contre des courants et tensions excessifs.

Il convient de distinguer la production passive de celle qui est active. La production dispersée passive vis à vis du système électrique fournit de la puissance électrique selon les conditions météorologiques (exemple, centrale PV et éolienne actuelle). La production dispersée active participe à la gestion du réseau (exemple, hydraulique, turbine à gaz, générateur actif PV présenté au chapitre 1). Elle reçoit des références de puissance active et réactive du superviseur central du micro réseau (MCEMS) de la gestion centralisée ou de la

négociation de la gestion décentralisée et donc possède des fonctions propres à la gestion du réseau dans son dispositif local de commande (Local Controller).

Le contrôleur local d'un générateur centralisé peut avoir deux modes de fonctionnement: PQ et Vf .

Dans le mode PQ , son convertisseur électronique de puissance raccordé au réseau se voit imposer des tensions sinusoïdale et fonctionne donc en source de courant afin de générer les références de puissance active et réactive (P_{ref} et Q_{ref}) reçues du contrôleur central (MCEMS). Ce mode de contrôle s'appelle encore «grid following» car il est utilisé quand le générateur doit suivre la fréquence et les tensions imposées par le réseau [Sec 13]. Si la topologie du convertisseur électronique de puissance comprend un bus continu interne, ce dernier peut être contrôlé soit par le transfert de puissance issue de la source primaire et cette stratégie s'appelle «power dispatching» ([Lu 10], chap. 3, paragraphe III.2.4.5), soit issue du réseau et cette stratégie s'appelle «grid following» [Kat 08].

Le mode Vf est utilisé dans les réseaux autonomes. Le convertisseur fonctionne alors en source de tension avec une valeur efficace et une fréquence comprise dans un domaine (par exemple 230V +/-10% et 50Hz +/- 0.1 Hz). Ce mode de contrôle Vf s'appelle encore «grid forming» car il est utilisé quand le générateur doit suivre la fréquence et les tensions imposés par le réseau [Kat 08]. Si la topologie du convertisseur électronique de puissance comprend un bus continu interne, ce dernier ne peut être contrôlé que par le transfert de puissance issue de la source primaire avec la stratégie «power dispatching».

2.6.4 Fondamentaux sur l'équilibrage des puissances

2.6.4.1 Une fonction essentielle de la gestion des réseaux

L'équilibre entre puissance générée et consommée est particulièrement important pour les systèmes autonomes, non connectés au réseau. Dans ces systèmes, un certain nombre de générateurs doivent répondre à la demande des charges variables dans le temps. La demande et la puissance générée par les EnR peuvent être estimées à l'avance et le programme d'engagement d'unités (programme d'appel du parc de production) avec des références de puissance au pas horaire pour chaque générateur est élaboré 24h à l'avance en vue d'équilibrer la demande. L'équilibre entre puissance générée et puissance consommée est réalisée au moyen d'un découplage dynamique des actions de réglage en un réglage primaire instantané de la fréquence et un réglage secondaire visant à répartir les points de fonctionnement au repos des générateurs.

2.6.4.2 Réglage primaire des contrôleurs locaux

La fréquence d'un système électrique dépend de l'équilibre entre la production et la consommation. En fonctionnement normal sous condition d'équilibre, on peut considérer que la fréquence est constante à un instant donné sur l'ensemble du réseau (et égale à 50 Hz en Europe).

En pratique, il y a toujours des erreurs de prévision et des aléas au cours de l'exploitation, alors la fréquence fluctue en permanence. Tout changement dans la consommation est perçu par les groupes électrogènes comme une variation du couple électromagnétique. Le déséquilibre entre le couple électromagnétique de charge et le couple mécanique généré provoque une variation de la vitesse de rotation des machines synchrones, directement raccordées au réseau. Elles accélèrent quand la production excède la

consommation et, dans le cas contraire, la vitesse de rotation des machines et la fréquence du réseau baissent quand la consommation est supérieure à la production d'énergie électrique.

Si aucune action n'est exercée sur la puissance mécanique des générateurs, le comportement spontané de la charge peut suffire à ramener la consommation au niveau de la production. En effet, une part des consommateurs sont sensibles à la fréquence dans un sens favorable au rétablissement de l'équilibre. Mais le seul effet de l'autorégulation de la charge, dont l'amplitude est modérée (de l'ordre de 1-2%/Hz), peut conduire à des fluctuations de la fréquence incompatibles avec les besoins des utilisateurs, les contraintes de sûreté de fonctionnement des matériels et du système électrique [Del 10].

Le maintien d'une valeur satisfaisante de la fréquence nécessite donc des actions sur la puissance produite des générateurs afin d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la demande. Par une correction rapide et automatique (entre quelques secondes et la minute), le réglage primaire de fréquence permet de retrouver l'équilibre production-consommation après une perturbation, si une réserve en puissance disponible est suffisante. Dans les premiers instants, la contribution du réglage primaire est assurée par l'inertie mécanique des rotors de tous les groupes fonctionnant en synchronisation, qui résiste aux variations de la vitesse de rotation. Ensuite, la réserve primaire en puissance est utilisée et permet de rétablir la valeur de la fréquence à sa valeur de référence (par exemple, 50Hz en Europe et dans la plupart du monde) en quelques secondes. Le réglage primaire est effectué par un contrôle en boucle fermée en local dans les installations de production qui y participent (fig. 2.64).

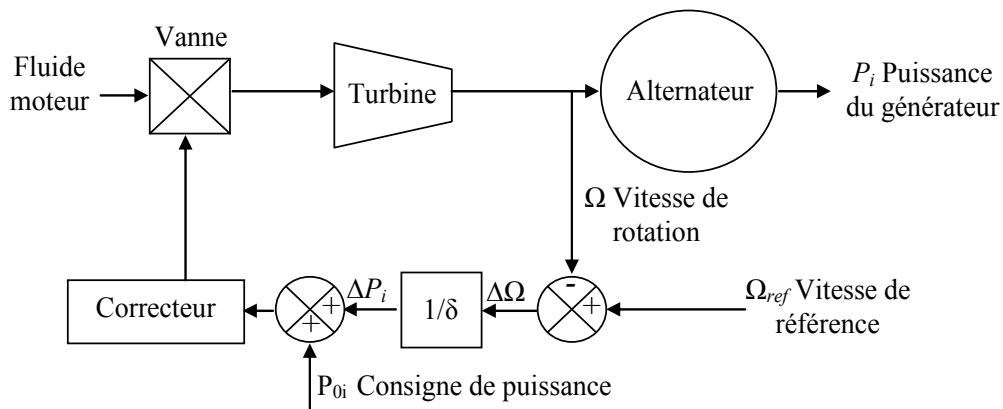


Fig. 2.64. Principe d'un réglage primaire d'un générateur conventionnel

Pour le générateur i , le régulateur de vitesse agit sur le système d'admission du fluide dans la turbine et cherche à imposer une relation linéaire entre la vitesse de rotation (proportionnelle à la fréquence) et la puissance électrique. Ceci donne au réglage primaire une caractéristique statique (fig. 2.65), définie par l'équation suivante:

$$\frac{P_i(t) - P_{0i}}{P_{ni}} = \frac{1}{\delta_i} \cdot \frac{f(t) - f_0}{f_0} \quad (2.56)$$

Avec:

- P_i [kW] la puissance active instantanée produite par le groupe i ,
- P_{0i} [kW] référence de puissance du groupe i pour la fréquence normale,
- P_{ni} [kW] puissance nominale du groupe i ,
- δ_i [%] statisme permanent du régulateur de vitesse du groupe i ,
- f [Hz] fréquence mesurée du réseau,

- f_0 [Hz] fréquence normale (de référence) du réseau (50Hz).

En regroupant les constantes, on obtient :

$$P_i(t) - P_{0i} = -K_i(f(t) - f_0) \Leftrightarrow \Delta P_i(t) = -K_i \Delta f(t) \quad (2.57)$$

K_i [kW/Hz] est l'énergie de réglage primaire du groupe i .

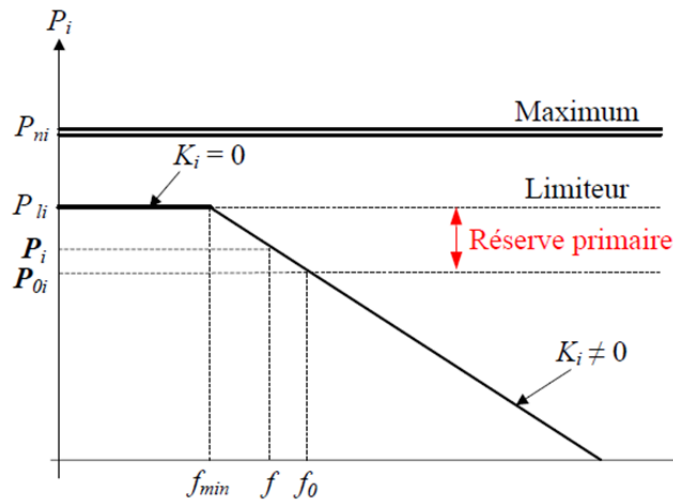


Fig. 2.65. Caractéristique du réglage primaire d'un générateur

2.6.4.3. Réglage secondaire et tertiaire

Suite à une perturbation de fréquence, une réaction rapide est mise en place par le réglage primaire et modifie le plan de production. Etant donné que le réglage primaire repose sur un correcteur proportionnel en boucle fermée, une erreur statique apparaît sur la fréquence. Un autre réglage intervient après la stabilisation de la fréquence par le réglage primaire. Il a pour objectif de ramener la fréquence à sa valeur de référence en modifiant le programme planifié des références de puissance des générateurs. Dans les systèmes électriques de grande échelle, ce type de réglage est réalisé par les centres de dispatching. Dans le cas d'un micro-réseau, ce réglage secondaire (LFC : Load-Frequency Control ou AGC : Automatic Generation Control) est réalisé au centre de conduite de la zone de réglage. Des nouvelles références de puissance pour les générateurs sont calculées en fonction de leur réserve disponible et leur coût de fonctionnement.

Suite à une perturbation, il est possible que les réserves de puissance soient épuisées. Alors il est nécessaire de reconstituer les réserves en cas d'un nouvel aléa. Ceci est réalisé par les machines qui ne sont pas à leur puissance maximale ou qui peuvent démarrer rapidement. Dans le cas d'un micro-réseau le démarrage des micro-turbines à gaz peut être effectué avec un temps de 30 secondes.

2.7. Gestion des charges

Une des grandes tendances d'aujourd'hui est de rendre les bâtiments plus intelligents, c'est-à-dire de les rendre capables de réduire les consommations inutiles et optimiser le profil de la consommation de façon à diminuer la congestion du réseau. Des actions pour répondre aux pointes de la consommation sont le plus souvent basées sur trois axes majeurs :

- Réduction globale de la consommation, augmentation de l'efficacité énergétique,
- décalage de certaines charges dans le temps,
- développement de capacités à répondre aux pointes de la consommation.

Ces trois axes peuvent être implémentés avec différentes approches pour optimiser la consommation. Par exemple, la réduction globale de la consommation peut être atteinte à travers une augmentation de l'efficacité des appareils électroménagers ou à travers une politique d'effacement volontaire de certaines charges, et aussi à travers une incitation tarifaire. Le développement de capacités à répondre aux pointes de la consommation peut aussi avoir plusieurs facettes: investissements et développement du réseau et de nouvelles centrales électriques ou encouragement de la production d'électricité distribuée, de l'autoconsommation en local.

Un concept d'effacement de consommation visant à mieux équilibrer le système électrique à travers une incitation tarifaire, connu dans la plupart du monde est celui des deux tarifs: heures pleines et heures creuses. Cependant d'autres approches d'effacement des charges existent. La plupart des approches existantes sont basées sur le principe suivant: effacement contractualisé de certaines charges en contrepartie de tarifs plus avantageux. Deux exemples peuvent être cités :

- EDF puis RTE ont fait des offres d'effacement à de gros consommateurs (le plus souvent industriels). Par le passé, le tarif « Effacement Jour de Pointe » (EJP) d'EDF permet, en effet, de bénéficier d'une réduction tarifaire importante en contrepartie de tarifs plus élevés pendant 22 jours dans l'année, décidés par le gestionnaire de réseaux.
- Dans les années 2000, RTE a envisagé et testé un effacement diffus de milliers de logements contractuellement volontaires : Un gestionnaire disposant de moyens de télégestion (via un boîtier, gratuitement ajouté au tableau électrique du client) éteint durant un certain temps (quelques minutes en général) le chauffage ou la climatisation du client... L'adhérent est ensuite rémunéré par un coût d'électricité un peu plus avantageux le reste du temps et par ses économies d'énergie. Le premier test français a été fait avec Voltatis et RTE en Bretagne, avec l'aide de l'ADEME et du Conseil Régional, sur 15 000 logements, pour un objectif de 300 000 foyers (soit une capacité d'effacement de 900 MW, ce qui est l'équivalent d'un réacteur nucléaire) [Ade 12].

Dans le contexte des réseaux intelligents, des approches plus souples et graduées de ce principe pourront être appliquées à travers les nouveaux compteurs intelligents d'électricité (tel que le « Linky » en cours d'installation dans certaines régions de la France par ERDF). Le concept de la demande en interaction avec l'ensemble du réseau intelligent fait partie du projet européen ADDRESS [Add 08].

Toutefois, l'effacement n'est qu'une solution transitoire qui est source d'inconfort pour les usagers et qui se traduit par un report de la consommation.

Cependant, le déploiement des générateurs, basés sur les sources d'énergie renouvelables et des compteurs intelligents chez les consommateurs améliore la possibilité de rendre la demande d'énergie plus flexible à travers utilisation des dispositifs de stockage pour faciliter le déplacement temporel de la charge et favoriser de l'autoconsommation.

2.8. Conclusion

Ce chapitre traite les technologies à intégrer dans les réseaux intelligents. En particulier le générateur PV actif et la micro turbine à gaz sont présentés en détail : leur principe de fonctionnement, caractéristiques et modélisation en vue d'une utilisation dans un système de gestion énergétique lors des simulations temps-réel dans la partie expérimentale de cette thèse.

Le fonctionnement d'un générateur actif, basé sur une installation PV avec des dispositifs de stockage et de nouveaux algorithmes de contrôle ont été présentés ainsi qu'un algorithme de suivi du point de puissance maximale et de puissance limitée d'une installation PV, basé sur une logique floue.

Ensuite, un modèle d'une micro-turbine à gaz permettant de quantifier les émissions de CO₂ équivalent et la consommation en gaz a été introduit.

A la fin du chapitre, l'organisation du système de gestion d'un micro-réseau a été détaillée avec les différentes fonctions de contrôle et leur classification dans le temps. Le principe d'une pré-optimisation la veille pour le lendemain est considéré. Lors de cette pré-optimisation, des prédictions de la consommation et de la production sont utilisées. Le principe d'un ajustement en cours d'exploitation (gestion moyen-terme) afin de prendre en compte l'incertitude dans les prévisions est aussi présenté. Le système de gestion hiérarchique d'un micro-réseau sera utilisé au chapitre suivant qui présente un nouvel algorithme de planification opérationnelle déterministe d'un micro-réseau.

Chapitre 3

Optimisation de la planification opérationnelle d'un micro-réseau

3.1. Introduction

Le but de ce chapitre est de proposer une planification opérationnelle des moyens de production afin d'accueillir massivement la production distribuée. De par leurs possibilités de contrôle, de nouvelles flexibilités sont offertes par la production distribuée aux gestionnaires de réseaux électriques. Pour explorer cette technique, nous avons retenu dans la logique antérieurement développés au L2EP, un micro réseau pour les études qui sera organisé autour d'une gestion centralisée. Dans le contexte de la dérégulation des marchés, le coût économique est un des facteurs essentiels, le coût environnemental l'est également dans le contexte des politiques visant à un développement durable.

Dans un micro réseau, les pertes dans les lignes peuvent être négligées, car seules de petites distances existent entre les générateurs et les charges. Les générateurs distribués sont d'une taille relativement petite et, par conséquent, le temps nécessaire de démarrage et d'arrêt des unités de production est plus faible que celui des grandes centrales électriques. C'est pourquoi l'établissement d'un plan de production d'électricité pour le parc de générateurs nécessite une approche spécifique de décision de démarrage ou d'arrêt d'unités de production. Néanmoins, elle peut être basée sur des approches d'optimisation des grands réseaux avec certaines simplifications qui seront exposées dans ce chapitre.

Jusqu'à présent dans la littérature, l'optimisation des systèmes multi-sources connectés au réseau concernait plutôt le dimensionnement d'une installation et la gestion du stockage (s'il existe), selon des tarifs de rachat et vente de l'énergie électrique, des coûts d'investissement et du profil des charges [All 99], [Ban 11], [Fog 09], [Liv 09] et [Sha 12]. Ces unités de stockage par batteries permettent d'avoir un degré de liberté supplémentaire exploité dans l'intérêt du producteur. Les stratégies développées peuvent être basées sur des règles de type "export de la production totale vers le réseau", "stratégie d'écroûtage ou de lissage de la consommation", "scénario de fonctionnement en autonomie" ou enfin "minimiser la dépendance de l'utilisateur au réseau principal" [Rif 09]. Dans ce chapitre, nous abordons l'exploitation d'un système électrique existant en visant l'optimisation de son fonctionnement en présence d'énergie renouvelable et en prenant en compte l'ensemble des acteurs (producteurs, consommateurs).

La principale difficulté à laquelle nous nous attaquons est qu'une utilisation massive d'énergie renouvelable peut conduire à une désoptimisation économique et environnementale du système électrique. Cela s'explique par une réduction de la puissance générée des moyens thermiques de production, principalement dans leur domaine de fonctionnement à rendement faible et à leur utilisation intempestive fortement génératrice d'émissions de CO₂. Il va donc s'agir d'utiliser la possibilité offerte par les générateurs PV actif pour planifier l'utilisation de l'ensemble du parc de production afin de réaliser l'Equilibre Offre Demande tout en optimisant de façon globale le système électrique.

Dans le cadre des systèmes électriques autonomes, la problématique de la planification opérationnelle sur une journée de la production d'électricité ainsi que la problématique de l'ajustement infra journalier sont placées hors des aspects tarifaires de vente d'électricité propres à la libération des marchés de l'électricité. Ainsi seuls, les coûts de fonctionnement seront considérés. Le but principal est de satisfaire l'équilibre offre demande à chaque instant, fournir une quantité suffisante de services systèmes (réserves) et satisfaire l'ensemble des contraintes opérationnelles sur différents horizons temporels, ceci à coût minimal en utilisant les prédictions de situation (consommation et production). Le problème de la planification opérationnelle est propre à la détermination du plan de production d'un parc de générateurs la

veille pour le lendemain à partir de prédictions, notamment des charges. Dans la plupart des cas, la fonction objective consiste à minimiser le coût économique total de production d'électricité, la consommation du carburant ou les émissions de CO₂ équivalent. Le problème de l'ajustement infra journalier vise à modifier les points de consigne de quelques générateurs de façon à prendre en compte les aléas et les déviations par rapport aux prédictions de la veille. Dans le cadre général de la gestion technico économique des réseaux électriques l'objectif général est de minimiser le coût économique et de prendre en compte les incertitudes et le risques.

Plus la taille du micro réseau est grande, plus ces problèmes deviennent complexes, car ils existent un grand nombre de combinaisons possibles pour produire une quantité donnée d'énergie par l'ensemble des générateurs. La stratégie suivie est de développer une technique d'optimisation de la planification opérationnelle pour trouver un optimum global prenant en compte des objectifs additionnels à celui économique tels que la minimisation des émissions de CO₂. Puis, lors de la phase d'exploitation pendant la journée, la stratégie est de proposer un algorithme d'ajustement visant à corriger les écarts éventuels et mettant à profit l'utilisation d'un réseau de communication et de générateurs PV actifs intégrant un stockage distribué.

Ce chapitre commence par un état de l'art sur les techniques d'optimisation appliquées à la planification opérationnelle. Puis, le problème d'engagement d'unités est formulé dans le cadre de l'exploitation d'un micro réseau. Ensuite, le principe général de l'optimisation par programmation dynamique est abordé ainsi que quelques cas d'application dans le domaine des réseaux. Une formulation générale par programmation dynamique est détaillée ainsi que différentes variantes. Sur cette base, son utilisation pour réaliser une planification opérationnelle d'un micro réseau comportant des turbines à gaz et des générateurs PV actifs est ensuite détaillée pour aboutir à l'ossature de l'algorithme incluant les contraintes d'optimisation. Deux fonctions objectives sont considérées : la minimisation du coût de fonctionnement et la minimisation des émissions de CO₂. Les contraintes sont exprimées, une stratégie permettant l'utilisation prioritaire des énergies renouvelables est expliquée et l'algorithme de résolution est présenté. Lors de l'exploitation, une approche de réduction de l'incertitude dans les prévisions par ajustement du plan de production en infra-horaire est également présentée.

3.2. Etat de l'art sur les techniques d'optimisation appliquées à la planification opérationnelle

3.2.1. Le Problème d'Engagement des Unités

L'objectif de l'optimisation du fonctionnement d'un micro réseau se rapproche des problématiques d'optimisation de la planification opérationnelle des systèmes électriques. La plupart des algorithmes de conduite d'un système électrique concerne l'optimisation économique: "Unit Commitment" (UC), "Optimal Power Flow" (OPF) et "Economic Dispatch" (ED) [Had 00]. Tous ces algorithmes se ramènent à un problème d'optimisation sous contraintes d'égalité et d'inégalité.

Le but de l'Unit Commitment est de créer un plan de production (plan d'engagement d'unités), un jour avant, sur plusieurs intervalles de temps consécutifs, pour obtenir un coût total de fonctionnement minimal et en prenant en compte une courbe prévisionnelle de la consommation. Dans la fonction coût du chaque générateur sont incluses des pénalités d'arrêt et de démarrage des générateurs et des contraintes dynamiques. Une réserve en puissance est aussi considérée. Le problème d'engagement d'unités se ramène à la solution du problème

d'ED pour chaque intervalle de temps. Il s'agit de déterminer les générateurs qui seront opérationnels et quelle puissance va générer chaque générateur.

L'Optimal Power Flow permet de déterminer les niveaux optimaux de puissance générée sur un intervalle donné. La différence par rapport à l'Economic Dispatch est que le problème d'Optimal Power Flow prend en compte l'architecture du réseau, les puissances active et réactive maximales dans les lignes du réseau, le respect du plan de tension et les contraintes de sécurité du réseau. Le problème consiste à déterminer le coût marginal optimal en chaque nœud du réseau, en fonction de la consommation. Dans le cas d'un micro-réseau, les contraintes réseau peuvent être négligées, parce que les courants qui parcourent les lignes ne sont pas de grande amplitude et aussi la structure du réseau n'est pas si complexe et maillée que celle d'un réseau de transport ou de distribution.

L'Economic Dispatch (ED) est une approche d'optimisation de la production réalisée en cours d'exploitation et pour un seul intervalle de temps donné (par exemple une 1/2h). Le but est d'assurer l'équilibre des puissances ($P_{générée}=P_{demandée}$) à moindre coût, la demande étant connue. Il est nécessaire de connaître aussi les courbes de coût des générateurs et les pertes dans les lignes en fonction des niveaux de puissance des générateurs. Le désavantage de cette approche est que l'optimisation est obtenue pour un seul pas de temps à la fois.

Ceci étant exposé, le problème d'optimisation de la planification opérationnelle pour la minimisation des émissions polluantes ou le carburant consommé dans un micro-réseau consiste à rechercher la solution optimale d'un problème d'engagement d'unités avec des fonctions coût appropriées pour chaque générateur.

3.2.2. Les différents problèmes d'optimisation

3.2.2.1 Classification

Selon la nature des variables et les éléments du modèle, un problème d'optimisation peut être plus ou moins compliqué à résoudre. Les éléments qui influencent la complexité du problème sont [Ban 11]:

- la nature des variables (continues/discrètes),
- la nature des contraintes (d'égalité/de non-égalité; linéaires/non-linéaires),
- la nature de l'indice de performance (linéaire, quadratique, convexe, etc...),
- le nombre de fonctions objectifs (mono objectif, multi objectif).

En fonction de la nature du problème, on distingue deux types d'optimisation:

- l'optimisation statique pour laquelle la fonction objective ne dépend que des valeurs des variables à un instant donné,
- l'optimisation dynamique pour laquelle la fonction objectif dépend des décisions prises antérieurement aussi bien que de l'état actuel du système électrique et qui est à réaliser sur un intervalle de temps donné.

Dans le contexte de l'optimisation dynamique, l'avenir est connu si les valeurs de tous les paramètres à tous les instants sont connues. Sinon, l'avenir est inconnu ou incertain. Deux types d'optimisation dynamique sont donc à considérer :

- Si l'avenir est considéré connu, on parle d'optimisation prévisionnelle.

- Si l'avenir est inconnu ou incertain, la solution optimale est calculée à l'avance, et est basée sur l'information dont on dispose (solution prévisionnelle). Ensuite, pendant le fonctionnement au cours de la journée, en cas de déviations avec la prévision, un ajustement des références est appliqué en fonction de l'écart avec ce qui a été prévu. Dans ce cas, on parle d'optimisation réactive.

En outre, les méthodes de résolution peuvent être déterministes ou stochastiques ; ces dernières sont utilisées quand de nombreux optima locaux existent, que les fonctions sont non dérivables, ... mais mènent à des temps de calcul plus importants.

Selon ces définitions, l'optimisation de la planification opérationnelle d'un micro-réseau doit être considérée comme une optimisation dynamique à variables discrètes avec des contraintes d'égalité et inégalité et un avenir incertain.

3.2.2.2. Formulation générale d'un problème d'optimisation dynamique

Un problème d'optimisation consiste à trouver les valeurs de la variable d'état discrétisée $x(t)$ et la variable de commande $u(t)$ d'un système régi par l'équation d'état (3.1) qui maximisent ou minimisent la valeur d'une fonction objective (appelé aussi critère de coût) (3.2), soumise aux contraintes d'égalité (3.3) et inégalité (3.4) :

$$\dot{x}(t) = f(x(t), u(t), t) \quad (3.1)$$

$$J(t) = g(x(t), u(t), t) \quad (3.2)$$

$$\psi(x(t), u(t), t) = 0 \quad (3.3)$$

$$\phi(x(t), u(t), t) \geq 0 \quad (3.4)$$

Les techniques de résolution dépendent de la nature des contraintes et des objectifs, il s'en suit des sous domaines majeurs dont :

- La programmation linéaire (Linear Programming) qui concerne une fonction objective linéaire et des contraintes linéaires,
- La programmation linéaire en nombres entiers mixtes (Mixed-Integer Programming) pour laquelle toutes les variables prennent des valeurs entières,
- La programmation quadratique (Quadratic Programming) dont la fonction objective comporte des termes quadratiques, les contraintes restant linéaires,
- La programmation non linéaire (Non-linear Programming) qui considère des termes non-linéaires dans l'objectif ou les contraintes.

3.2.3 Situation des différentes méthodes de résolution du PEU

Plusieurs travaux de recherche existent sur la résolution du Problème d'Engagement des Unités (PEU) dans les grands systèmes électriques. Les méthodes les plus utilisées pour résoudre ce problème sont: "Priority Listing" [Sen 03], "Mixed Integer Programming" [Coh 83], "Lagrangian Relaxation" [Woo 96], "Branch and Bound Method" [Lon 10] et "Dynamic Programming" [Sny 87]. Parmi ces méthodes, "Priority listing" est la plus simple, mais la précision et l'optimalité de la solution sont souvent remises en question [Vor 03]. La programmation dynamique est très exigeante en termes de temps de calcul [Liv 09], mais dans un petit système électrique constitué de quelques générateurs, ce désavantage ne pose pas de problèmes. La méthode "Branch and bound" utilise une fonction linéaire pour représenter la consommation du carburant, ce qui est une simplification, parce que la consommation du

carburant a un caractère non-linéaire. Cette méthode, comme la programmation dynamique souffre du problème de temps de calcul, très grand pour des systèmes électriques à grande échelle. Les méthodes "lagrangian relaxation" et "mixed integer linear programming" fournissent plus rapidement une solution, mais parfois la précision de cette solution peut être non satisfaisante. Au cours des 10 dernières années, des nouvelles approches ont été utilisées pour résoudre le problème d'engagement des unités, par exemple "Particle Swarm Optimisation" [Pra 04], "Ant colony search algorithm" [Hua 01], [Sha 12] et "taboo search" [Raj 02]. Cependant toutes ces méthodes souffrent du problème du volume des calculs, nécessaire pour résoudre un problème d'engagement des unités à grande échelle.

L'approche par programmation dynamique récursive a été choisie au cours de nos travaux pour résoudre le PEU, parce que cette approche est parfaitement adaptée aux problèmes d'optimisation, où des données prévisionnelles de consommation et de production d'électricité un jour avant sont accessibles.

Le principal inconvénient avéré de la programmation dynamique est le volume de calcul rendu nécessaire dès que la dimension du problème augmente. En ce qui nous concerne, l'approche utilisée est propre à la gestion centralisée d'un micro réseau pour lequel la zone de contrôle est de dimension finie. La solution du PEU à l'échelle d'un micro-réseau avec une dizaine ou quelques générateurs ne nécessite pas un volume énorme de calculs et est faisable sur un ordinateur de bureau. Cette application semble donc adaptée à l'utilisation de la programmation dynamique.

3.3 Formulation mathématique spécifique pour un micro réseau électrique

Le PEU est basé sur l'expression d'une fonction objective permettant de calculer les points de fonctionnement des générateurs tout en minimisant le coût économique de la production d'électricité. La prévision de fonctionnement consiste à sélectionner les générateurs à utiliser, déterminer leur durée de fonctionnement et leur référence de puissance. L'objectif général de l'engagement d'unité est de minimiser le coût de fonctionnement total du système en respectant toutes les contraintes. Au final, un plan de production optimisé pour le système électrique entier est obtenu et les références de puissances pour un pas temporel fixe sont envoyées la veille pour une exécution temporelle le lendemain.

Les réseaux électriques étant en train de se restructurer, il est intéressant d'appliquer les techniques d'engagement d'unité à des ensembles de petits générateurs décentralisés coordonnés par une gestion centralisée de façon à créer une zone locale de réglage comme expliqué au chapitre 2 (paragraphe 2.7.2.3).

De par les spécificités du système électrique considéré, des hypothèses peuvent être adoptées. Les contraintes d'accélération des générateurs ne sont pas prises en compte étant donné la réponse quasi instantanée des générateurs actifs et car, dans le cas d'une micro-turbine à gaz, le temps d'accélération est inférieur à 30 secondes. Les pertes liées à la distribution de l'électricité dans le micro réseau sont supposées nulles en raison de la faible longueur des lignes.

Concernant l'algorithme de gestion, un certain nombre de propriétés est recherché [Kan 11]:

- la résolution de l'optimisation doit être suffisamment rapidement pour permettre un ajustement afin de prendre en compte la variabilité des EnR et des charges,
- l'ajout de nouveaux moyens de production dans la planification doit être possible,

- l'organisation de la gestion centralisée doit être facile à faire évoluer.

Le système considéré (équation 3.1) est constitué d'un ensemble de générateurs électriques raccordés à un micro réseau que l'on cherche à planifier selon un profil de charge.

Les contraintes d'égalité (équation 3.3) sont alors issues des lois de Kirchhoff. Pour un réseau avec M micro turbines à gaz démarrées, l'Equilibre Offre Demande, c'est-à-dire entre la puissance demandée par les charges (P_{LOAD}) et celle à produire par les générateurs, doit obligatoirement être réalisé:

$$P_{LOAD}(t) = \sum_{i=1}^M P_{MGT_i}(t) \quad (3.5)$$

Les contraintes d'inégalité (équation 3.4) caractérisent le domaine de fonctionnement admissible de chaque générateur. La puissance générée des turbines à gaz ne peut pas dépasser la valeur nominale du générateur ($P_{MGT_nom_i}$) et, pour garantir un rendement convenable du générateur [Kan 10], doit être supérieur à une puissance minimale ($P_{MGT_min_i}$):

$$P_{MGT_min_i} \leq P_{MGT_i}(t) \leq P_{MGT_nom_i} \quad (3.6)$$

L'incertitude dans les prévisions de la demande est un élément inévitable, c'est pour cela qu'une contrainte de réserve de puissance est obligatoire. En cas de déséquilibre entre la production et la consommation, cette réserve de puissance est sollicitée en instantané par le réglage primaire de fréquence du générateur. Le plus souvent, cette réserve est de l'ordre de 10% de la puissance maximale du générateur.

$$P_{MGT_max_i} = 0.9P_{MGT_nom_i} \quad (3.7)$$

D'autres contraintes sont appliquées dans le problème d'engagement des unités: le temps nécessaire pour démarrer une centrale (un générateur) et le temps d'arrêt, en outre, certains processus de production d'électricité exigent de fonctionner en permanence. Ici à l'échelle d'un micro-réseau ces contraintes ne sont pas prises en considération.

La planification opérationnelle d'un parc de production consiste à déterminer les générateurs à utiliser et à calculer leurs références de ces puissances la veille pour chaque intervalle de temps et pour chaque générateur. Ces références peuvent être considérées comme des points moyens de fonctionnement ou points de repos. La disposition d'un réseau de communication au sein du micro réseau permet d'envisager des durées réduites pour ces points de repos qui pourront ainsi être réajustés au cours de la journée (chapitre 2, paragraphe 2.7.2.2). D'une façon générale, la planification opérationnelle sur une journée est discrétisée en T intervalles, $t \in [1, T]$. T est l'horizon temporel ou le nombre de décision ou le nombre d'étapes. Le problème d'optimisation utilisera donc des variables discrétisées (Paragraphe 3.2.2.2).

Les solutions étant multiples, l'optimisation devra retenir celle qui minimise le coût de fonctionnement sur la journée et les émissions de CO₂ équivalent.

Pour calculer le coût économique, l'énergie thermique du gaz naturel consommée par la turbine pour 30 minutes (1800 secondes) de fonctionnement à puissance constante est exprimée à l'aide de l'équation 2.43. En appliquant un coût du carburant de 0.04 EUR par kWh_{thermique}, qui était le prix en vigueur au mois de février 2012 [Gdf 12] et en divisant par 1800 secondes, le coût de fonctionnement est obtenu en euros par seconde. Le coût

économique de chaque générateur i , $C_i(P_{MGT_i}(t))$, correspond alors à une fonction non linéaire de sa puissance électrique générée $P_{MGT_i}(t)$ (fig. 3.1 et fig. 3.2.).

Des coûts (pénalités) de démarrage et d'arrêt doivent être appliqués et exprimés par une fonction $C_{pe_i}(\delta_i(t), \delta_i(t+1))$. δ_i est l'état de chaque générateur durant un intervalle de temps t (0 pour l'arrêt et 1 pour son fonctionnement). Par exemple, le surcoût économique lié au démarrage du générateur i entre l'intervalle t et l'intervalle $(t+1)$ sera quantifié par la fonction $C_{pe_i}(0,1)$, le maintien en fonctionnement ou à l'arrêt, respectivement par $C_{pe_i}(1,1) = C_{pe_i}(0,0) = 0$.

L'optimisation de la planification opérationnelle consiste donc à minimiser le coût total sur l'horizon des T intervalles. Ce coût doit tenir compte du coût économique de chaque générateur fonction de la puissance qu'il délivre, $C_i(P_{MGT_i}(t))$, mais aussi des coûts liés à son démarrage et à son arrêt :

$$F(t) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M C_{pe_i}(\delta_i(t), \delta_i(t+1)) + \delta_i(t) \cdot C_i(P_{MGT_i}(t)) \quad (3.8)$$

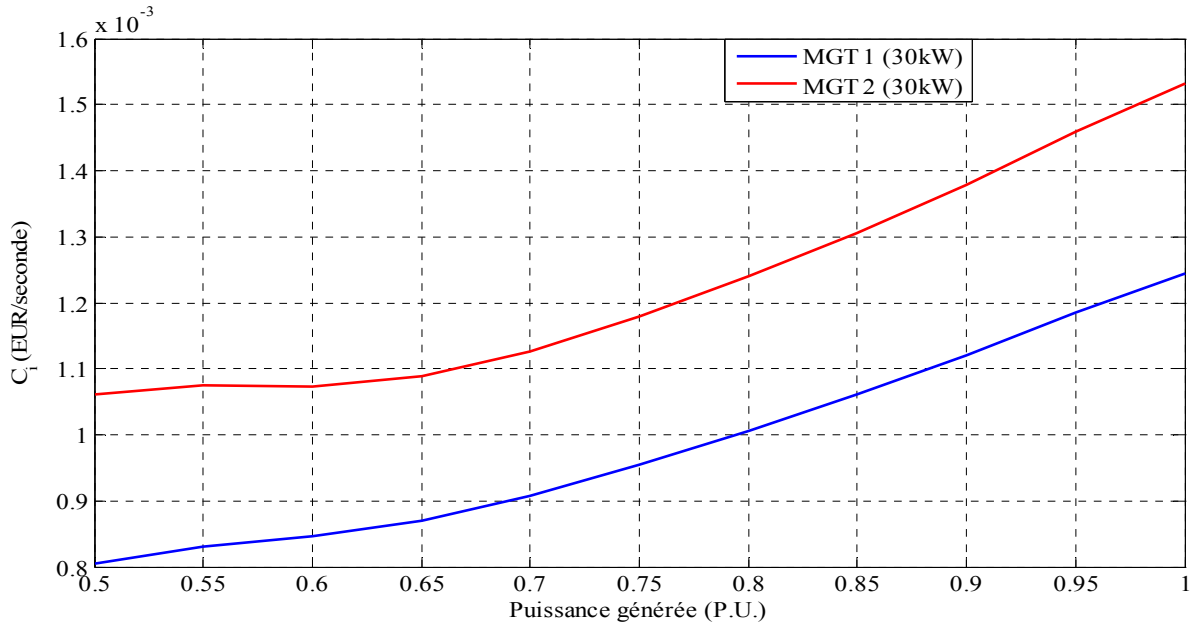


Fig. 3.1. Coût de fonctionnement $C_i(P_{MGT_i}(t))$ de MGT 1 et MGT 2 (puissance nominale 30 kW)

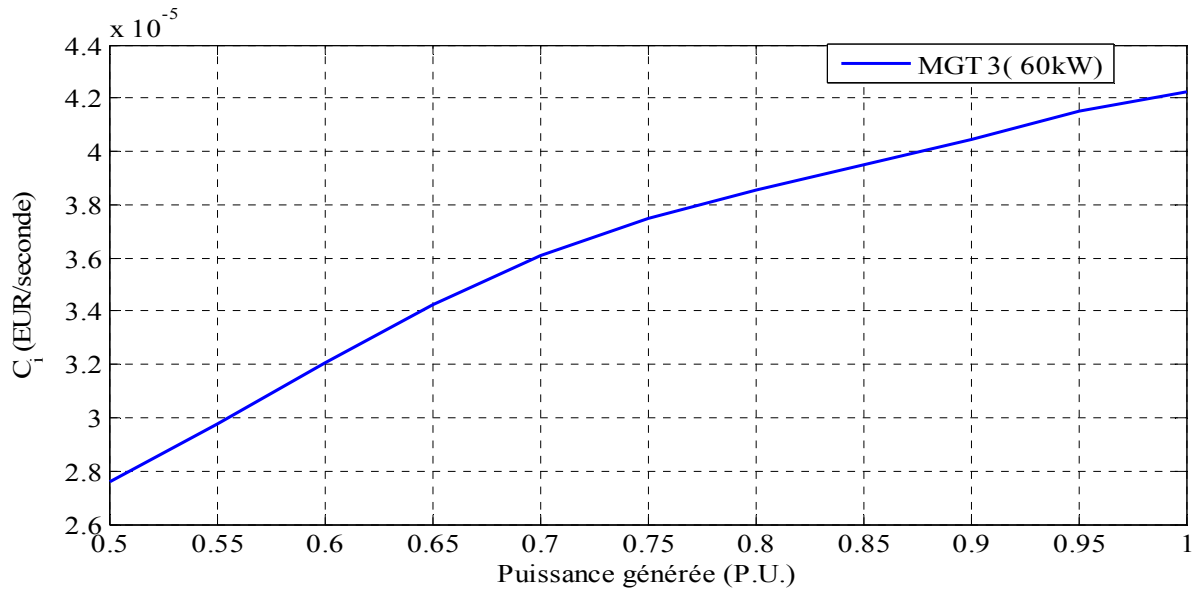


Fig. 3.2. Coût de fonctionnement $C_i(P_{MGT_i}(t))$ de MGT 3 (puissance nominale 60 kW)

3.4. Optimisation par programmation dynamique

3.4.1 Principe général

La Programmation Dynamique (PD) est une méthode pour résoudre des problèmes complexes en les décomposant en sous-problèmes plus faciles à résoudre de façon optimale. Concrètement, cela signifie que l'on va pouvoir déduire la solution optimale d'un problème en combinant les solutions optimales d'une série de sous problèmes. Les solutions des problèmes sont étudiées 'de bas en haut', c'est-à-dire qu'on calcule les solutions des sous-problèmes les plus petits pour ensuite déduire les solutions de l'ensemble. Ainsi, un problème avec n variables peut être résolu par programmation dynamique en déduisant n problèmes avec une seule variable.

La programmation dynamique est très utile pour résoudre des problèmes qui exigent une séquence de décisions dépendantes et déductives entre elles. A chaque étape, les décisions possibles sont évaluées comme étant la somme du coût présent et du coût futur attendu et donc supposé connu. La résolution par programmation dynamique nécessite donc une récurrence inverse [Dre 77], [Lew 07].

Le principe est présenté sur la figure 3.3 et repose sur deux calculs essentiels :

- Les équations dynamiques discrétisée du système permettant de déterminer l'état (eq. 3.1),
- Une fonction coût qui pour chaque étape sera de nature additive.

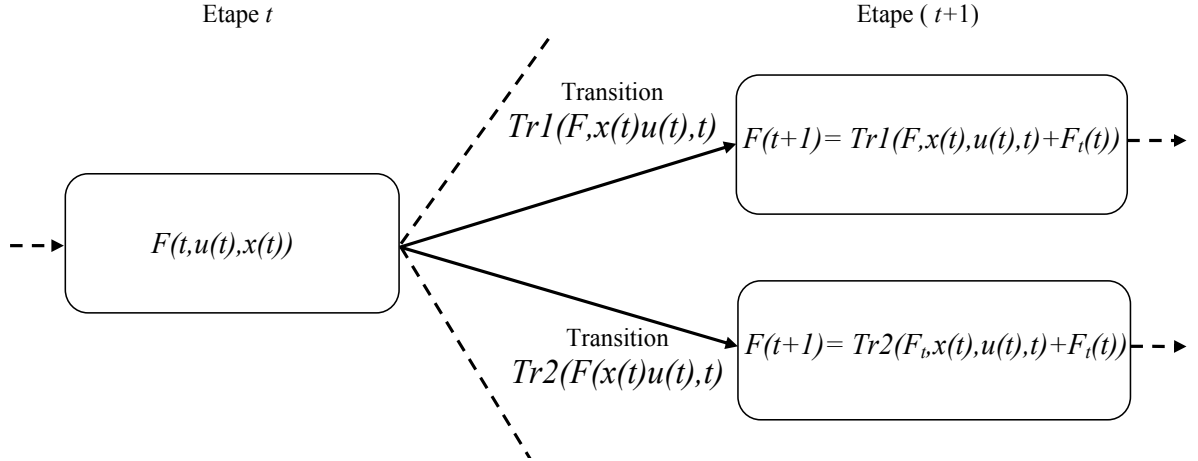


Fig. 3.3. Principe de la programmation dynamique

A chaque étape t , plusieurs solutions permettent de satisfaire les contraintes et sont distinguées entre elles par un coût défini mathématiquement à l'étape t par une fonction $F_t(t, u(t), x(t))$ des variables d'état ($x(t)$), des variables de commande ($u(t)$) et des contributions des décisions antérieures (on peut aussi les appeler coûts accumulés). Pour cela, le passage d'une étape à une autre entraîne un coût de transition qui est représenté par la fonction mathématique $Tr(F_t, x(t), u(t), t)$. Ce coût s'accumule au cours du temps (ou à chaque étape) et le coût total (à la fin du processus) est donné par :

$$J(T) = F(T, x(T), u(T)) + \sum_{t=1}^{T-1} F(t, x(t), u(t)) \quad (3.9)$$

Le principe de base de la programmation dynamique est de minimiser (ou maximiser) la somme de tous les coûts (contributions) accumulés lors des passages entre étapes sur un horizon donné. Au final, la suite (ou séquence) des commandes $\{ \dots, u(t), \dots, u(T-1), u(T) \}$ optimales est celle qui minimise le critère de coût sur une trajectoire définie et composée de T étapes.

Normalement, pour une programmation dynamique, les variables d'état sont discrètes. Dans ce cas, on parle de problème de contrôle optimal à temps discret (discrete-time optimal control problem). Cependant, ils existent des méthodes de programmation dynamique, appliquées pour le contrôle optimal, où la fonction de contrôle et l'évolution des paramètres et des états du système sont continus ([Dre 77], chapitre 7). Dans ce cas, c'est une programmation linéaire, convexe ou non convexe selon les propriétés de $J(t)$, $\psi(x(t), u(t), t)$ et $\phi(x(t), u(t), t)$.

3.4.2 Etat de l'art dans le domaine de la gestion des flux d'électricité

La complexité du problème à résoudre et la quantité de calculs nécessaires pour la résolution dépendent du nombre de variables, du nombre d'étapes (sous problèmes) utilisées pour décomposer le problème et du carré du nombre de valeurs discrètes que les variables décisionnelles peuvent prendre. Les recherches de G. Foggia [Fog 09] dans le domaine du pilotage d'un système multi-source mènent à la conclusion que la programmation dynamique exige moins de calculs pour résoudre les problèmes d'un système multi-source que la Programmation Linéaire en Variables Mixtes (PLVM) [Fog 09].

Dans ses travaux, Y. Riffonneau [Rif 09a], [Rif 09b] utilise la programmation dynamique pour déterminer la gestion optimale des flux énergétiques dans un système hybride composé de panneaux PV et de batteries, connecté au réseau électrique. La fonction objective choisie dans ces recherches est le revenu : la différence entre l'énergie achetée du réseau et celle vendue au réseau. Il fait une optimisation réactive [Rif 12], c'est-à-dire que les données d'entrée (puissance générée par les panneaux PV, puissance consommée par les charges du réseau, puissance échangée avec le réseau $P_{réseau}$ et les tarifs d'achat et de vente de l'électricité) qu'il utilise la veille sont prévisionnelles et une deuxième optimisation est réalisée si les données mesurées à chaque pas de temps (le pas de discrétisation est de 10 minutes) sont différentes de celles prévues. Les variables de sortie sont les références de puissance pour la batterie et la puissance échangée avec le réseau de distribution $P_{réseau}$.

Encore une application de la programmation dynamique pour une stratégie de gestion optimale du stockage électrique est présentée dans la thèse de E. Bilbao [Bil 13]. Dans ses recherches, un algorithme d'optimisation par programmation dynamique a été utilisé pour la gestion des dispositifs de stockage (supercondensateurs). L'objectif a été d'utiliser l'énergie issue lors du freinage de la machine électrique pour réduire les pointes de la puissance consommée aux moments de démarrage du moteur.

La programmation dynamique a aussi été utilisée par J. Scordia [Sco 04] pour élaborer des lois de gestion d'un véhicule hybride. La variable d'état est l'état de charge des batteries. Il utilise un algorithme de programmation dynamique pour déterminer les valeurs optimales de 4 variables de commande: le couple du moteur électrique, le rapport de boîte et les états des deux embrayages, pour minimiser la fonction objectif qui est le coût du carburant consommé par le moteur thermique. Cet exemple nous montre que la solution d'un problème à 4 variables de commande discrètes à l'aide d'un algorithme de programmation dynamique par réseau de neurones est faisable, malgré les exigences importantes de mémoire et de temps de calcul.

Dans sa thèse, W. Hankache [Han 08] présente l'application de la programmation dynamique afin de minimiser la consommation du combustible (hydrogène) d'un système composé d'une pile à combustible et d'un supercondensateur sur deux profils de puissance demandée. Le premier profil de puissance est fourni par le parcours d'un véhicule hybride en milieu urbain et le deuxième - par le parcours d'une ligne de tramway dans la ville de Eskisehir en Turquie. Hankache utilise la Programmation Dynamique pour répartir les références de puissance entre l'élément de stockage et la pile à combustible. Les résultats de sa simulation montrent une économie de l'ordre de 40% de combustible, mais par rapport au cas où on dispose seulement de la pile à combustible. Donc, ces résultats sont dus à la fois à la présence du stockage et à l'algorithme d'optimisation par programmation dynamique. Après, il compare les résultats obtenus en utilisant un algorithme de commande optimale classique qui a pour objectif de minimiser l'Hamiltonien qui minimise les dérivées de la fonction coût pour tous les états du système. Ceci est fait après avoir approché le critère coût par une fonction polynomiale, afin de pouvoir calculer analytiquement les dérivées correspondantes. Dans ce cas, il observe une amélioration de 7% en utilisant la Programmation Dynamique au lieu de l'algorithme de commande optimale classique. Dans le chapitre final de sa thèse, il fait l'optimisation du groupe dans la situation où on ne connaît pas préalablement le trajet et la demande en puissance. Pour faire cela, il utilise la Programmation Dynamique et une optimisation basée sur la logique floue. Les résultats de ses simulations montrent une plus grande efficacité de l'algorithme de programmation dynamique.

Ces différents projets nous ont amené à envisager une méthode pour appliquer la programmation dynamique à l'optimisation de la planification opérationnelle afin de minimiser les coûts économiques et environnementaux et ensuite à l'évaluer sur l'exemple d'un micro réseau urbain au chapitre 4.

3.4.3 Formulation générale d'un problème de programmation dynamique

Le principe d'optimalité est cité dans le premier livre de Bellman sur le sujet de la programmation linéaire [Bel 57]. Il dit: "Une suite de décisions est optimale si quelle que soient l'étape considérée et l'état considéré, les décisions postérieures constituent une suite optimale de décisions pour le sous problème ayant cette étape et cet état comme conditions initiales" ([Sch 57], chapitre 13). Cela veut dire que si z est la solution optimale du problème F_t à l'étape t , alors z doit aussi faire partie de la solution optimale du problème modifié $F_{(t+1)}$, résultant de la solution précédente de F_t et du coût lié à la transition du système suite au passage de t à $t+1$.

Pour illustrer ce principe, on considère un système dont l'équation d'état est :

$$\dot{x}(t) = f(t, x(t), u(t)), \quad t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.10)$$

T est le nombre d'étapes ou encore le nombre de décisions à prendre. Une stratégie de commande est définie en liant à chaque étape t la commande à appliquer à l'état du système

$$u(t) = h(t, x(t)) \quad (3.11)$$

À l'étape t , le système est dans l'état $x(t)$. Pour une décision $u(t)$ choisie, un coût $F(t)$ sera à payer pour passer à l'étape suivante. Puis, le système transite dans un nouvel état

$$\dot{x}(t+1) = f(t+1, x(t+1), u(t+1)) \text{ à l'étape } t+1.$$

Soit une suite optimale de commande $\{u_1, \dots, u_T\}$ qui conduit le système à l'état $x(T)$ à l'étape T . Alors si on considère un sous problème consistant à trouver la suite optimale des commandes pour aller de l'état $x(i)$ à l'état $x(T)$ tout en minimisant la fonction coût, le principe d'optimalité de Bellman assure que la suite tronquée $\{u_i, \dots, u_T\}$ est optimale pour ce sous-problème. La suite optimale pour la trajectoire totale de $t=1$ à T peut donc être décomposée en T sous-problèmes. Pour résoudre le problème total, une relation de récurrence entre les sous problèmes doit être déterminée.

La formulation d'un problème général en programmation dynamique est donnée par l'équation de Bellman [Bel 57] :

$$F(t+1, u(t+1), x(t+1)) = F(t, u(t), x(t)) + Tr(F(t), u(t+1), x(t+1)) \quad (3.12)$$

$x(t)$ est la variable d'état du système et $u(t)$ est la variable de commande permettant le passage de l'étape t à $t+1$. L'équation de Bellman est soumise aux contraintes d'égalité et d'inégalité, où $Tr(F(t), u(t), x(t))$ est la contribution du passage (ou le coût de la transition) de l'étape t à $t+1$.

Sur un horizon de T intervalles, la somme des contributions, c'est-à-dire les coûts de tous les états du système et des transitions de la première ($t=1$) à la dernière étape $t=T$ est exprimée par :

$$J(T) = F(T, x(T), u(T)) + \sum_{t=1}^{T-1} Tr(F(t), u(t), x(t)) \quad (3.13)$$

La valeur de la fonction $F(0)$ dépend des conditions initiales. Dans ce chapitre, elles sont supposées nulles. L'objectif est de trouver la suite des différentes commandes à appliquer qui minimise cette expression.

La solution optimale de ce problème est trouvée en suivant le principe de la récursivité. Pour sélectionner la solution optimale à l'étape t , on doit tenir compte de la valeur que la somme des contributions, $J(t)$, va prendre à l'étape postérieure $t+1$. Dans ce cas, on parle de programmation dynamique récursive (backward dynamic programming) et le problème à résoudre est inversé: on tient compte de l'étape postérieure ($t+1$) pour trouver la solution optimale à l'étape t du système ([DRE 77], chapitre 1.6). L'équation de Bellman prend alors une forme récursive:

$$F(t, u(t), x(t)) = Tr(F(t), u(t), x(t)) + F(t+1, u(t+1), x(t+1)) \quad (3.14)$$

$Tr(F(t), u(t), x(t))$ est la fonction de transformation, qui est le résultat de l'action, définie par la variable de commande $u(t)$ de passage, la variable d'état $x(t)$ et $F(t)$.

La résolution récursive consiste à chercher la suite de transitions permettant de minimiser le coût de la trajectoire totale, de l'étape T à l'étape initiale, en comparant la valeur de la fonction objective $J(t)$ pour chaque commande à considérer et pour chaque étape.

3.4.4. Programmation dynamique incrémentale (incremental dynamic programming)

Un grand nombre de variables et un grand nombre de leurs états discrets augmentent la quantité de calculs exponentiellement. S'il existe une grande incertitude dans les prévisions des paramètres, il est possible de la réduire en utilisant une technique d'approximations successives [Nan 07]. Au début, on prend une solution (trajectoire) faisable et puis, à chaque pas de temps, l'algorithme cherche une trajectoire améliorée, optimisée. De cette manière, les calculs au début sont réduits et la trajectoire est approximée pas à pas pour générer la trajectoire optimale.

Généralement, des valeurs d'entrée prévisionnelles pour tous les intervalles sont utilisées et ainsi une trajectoire prévisionnelle est créée. Après, les déviations des valeurs d'entrée par rapport aux valeurs prévues sont mesurées et des corrections sur la trajectoire initiale après chaque étape décisionnelle sont faites, jusqu'à la satisfaction du critère de convergence (fig. 3.4.).

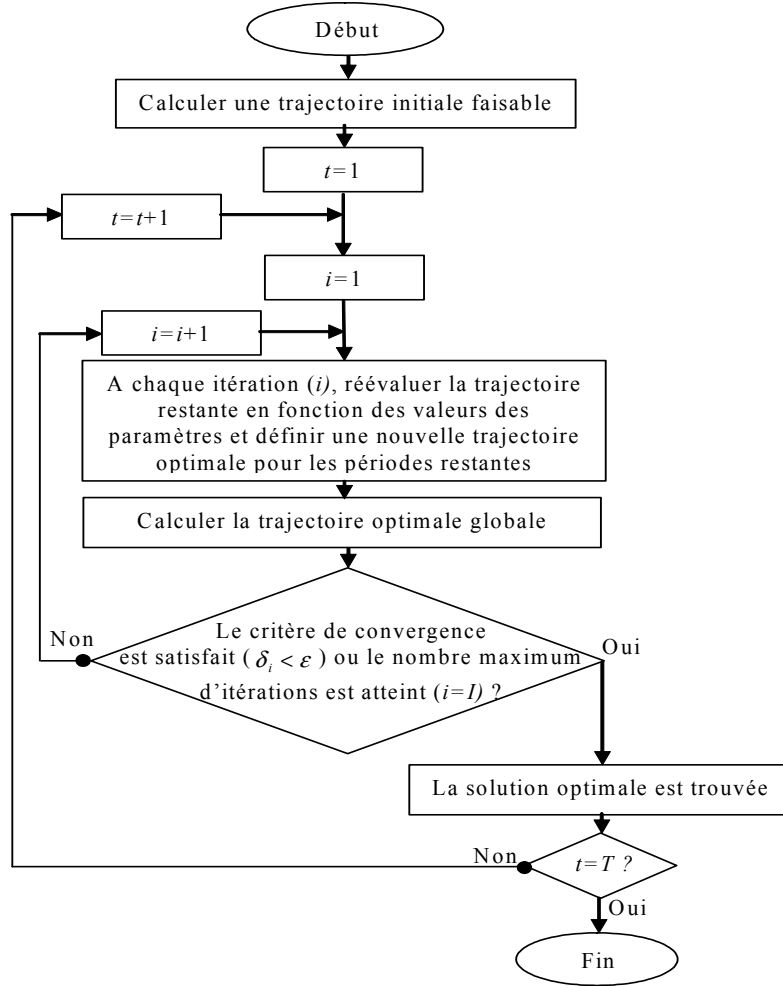


Fig. 3.4. Algorithme pour la programmation dynamique incrémentale

Une mesure du critère de convergence peut être exprimée de la manière suivante:

$$\delta_i = \frac{|F_i^* - F_{i-1}^*|}{|F_i^* - F_0^*|} \quad (3.15)$$

où $i \in \{1, 2, \dots, I\}$ avec

I : nombre maximum d'itérations pour chaque boucle,

F_i^* le résultat de la solution optimale pour la i -ème itération.

Si, pour un cycle, le processus donne une valeur telle que $\delta_i \leq \varepsilon$ où ε est une précision fixée par l'utilisateur, la boucle est arrêtée. Après l'itération finale de chaque boucle, le test suivant est fait pour déterminer la convergence de l'algorithme vers la solution optimale :

$$\lambda = \frac{|F_i^* - F_{i-1}^*|}{F_{i-1}^*} \quad (3.16)$$

Le critère de convergence λ est choisi pour terminer la procédure dès que la solution optimale est trouvée. Dans une étude de dispatching optimal des barrages hydrauliques [Nan 07], les valeurs de ε et λ ont été choisies respectivement égales à 0.001 et 0.0001.

La programmation dynamique incrémentale est un bon outil pour l'optimisation des systèmes, dont les prévisions d'évolution des paramètres ont une grande incertitude. Il peut apporter des avantages dans les systèmes, comportant un grand nombre de variables de commande, telles que le dispatching des centrales dans un système électrique. Cependant, une autre approche pour la réduction de l'incertitude dans la gestion des micro-réseaux est envisagée dans cette recherche: l'algorithme d'ajustement moyen-terme qui va réduire l'incertitude dans les prévisions de la consommation et de la puissance PV générée en prenant en compte les déviations au cours de la journée.

3.4.5. Programmation dynamique stochastique

La programmation dynamique est largement utilisée dans les cas où l'état futur est connu préalablement avec une grande précision et certitude. Cependant, dans le monde réel, c'est rarement le cas ([Dre 77], chapitre 9). Si on reprend l'exemple des barrages d'eau, où l'état du système est la réserve d'eau dans chacun des barrages, alors l'état du système après chaque décision peut différer de nos attentes à cause des précipitations ou leur manque [Nan 07]. Alors, pour construire une méthode de résolution de ces problèmes, on doit prendre en compte les probabilités de changements des états futurs. Sachant qu'un processus stochastique est fonction du temps et de la réalisation $P_{t,t+1}$ d'une certaine expérience aléatoire, l'équation récursive de Bellman prend la forme suivante:

$$F(t, u(t), x(t)) = B(F(t), u(t), x(t)) + P_{t,t+1} \cdot F(t+1, x(t+1), u(t+1)) \quad (3.17)$$

$B(F(t), u(t), x(t))$ est la contribution (le bénéfice de l'électricité vendue) et $P_{t+1,t}$ est la probabilité de transition de l'état $t+1$ à t , définie préalablement.

L'algorithme pour la solution de ce problème, dans le cas des barrages d'eau (centrales hydrauliques) est montré à la figure 3.5.

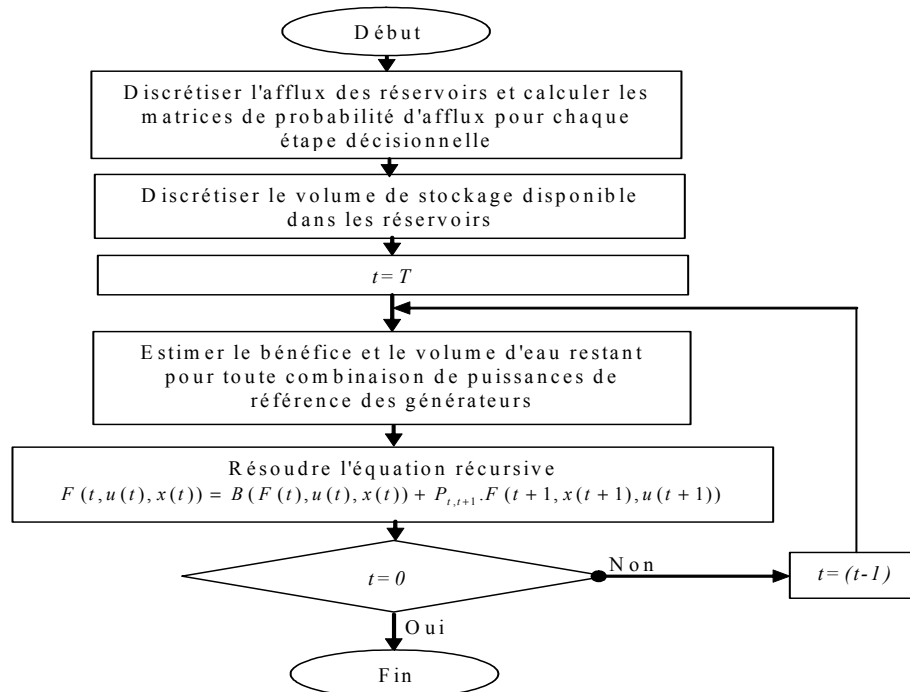


Fig. 3.5. Exemple d'algorithme de programmation dynamique stochastique pour le dispatching de centrales hydrauliques

La solution optimale du problème est calculée par récursivité, commençant de la dernière période jusqu'à la première, tout en prenant en compte la probabilité de transition d'un état du système à un autre. Par rapport à l'algorithme de programmation dynamique incrémentale, la différence est que l'optimisation est réalisée une seule fois, au lieu des approximations successives jusqu'à la satisfaction d'un critère de convergence (présentée en 3.4.3). Le désavantage de cette approche, par rapport à la programmation dynamique incrémentale est le niveau de précision.

Une application de la programmation dynamique stochastique est aussi présentée dans [Sio 11]. Sioshansi a élaboré un modèle de programmation dynamique afin d'optimiser l'utilisation du stockage électrique (batteries) dans une maison. Pour ses travaux, ils ont pris l'exemple de la réutilisation des batteries usées des véhicules hybrides comme éléments de stockage stationnaire à la maison. Il utilise les batteries pour lisser la courbe de charge à l'aide d'un algorithme de programmation dynamique stochastique. La fonction objective est le revenu de vente de l'énergie électrique au réseau dans les heures de pointe. Dans le modèle qu'il a créé, les variables d'état du système sont les états de charge des batteries et la demande en électricité des charges électriques. Les variables décisionnelles sont les références de puissance des batteries. Le paramètre probabiliste est la courbe de charge. Malgré le fait que les économies réalisées ne sont pas très importantes, ces travaux nous montrent comment on peut diminuer les charges crêtes dans le système électrique en utilisant les batteries usées des véhicules hybrides et cette recherche montre encore une application de la programmation dynamique.

La programmation dynamique stochastique est un outil d'optimisation des systèmes, dont l'évolution des paramètres et des états du système est fonction non seulement des variables de commande, du temps et des variables d'état, mais aussi d'une fonction probabiliste. Comme déjà cité, cet outil est applicable au problème de dispatching national des barrages hydrauliques. Un autre exemple, comme l'utilisation du stockage pour effacement des pointes de la consommation, montre des possibilités d'application de cet outil dans le contexte contemporain d'intégration d'une intelligence sur tous les niveaux du réseau électrique.

Cependant, dans le cadre de la gestion du micro-réseau, des algorithmes d'ajustement, vont permettre de réduire l'incertitude et compenser les déviations aléatoires entre la puissance PV et la courbe de charge. Un outil déterministe, tel que la programmation dynamique récursive est mieux adapté aux problèmes de la gestion long-terme d'un micro-réseau. Selon le volume de calculs nécessaire lié à la complexité et donc à la taille du micro-réseau, il pourrait être utilisé dans la procédure d'ajustement.

3.5. Application à la résolution du problème déterministe d'engagement des unités

3.5.1 Formulation du problème d'optimisation pour de la production à partir de turbines à gaz

Les premières applications théoriques de la programmation dynamique récursive dans le contexte du dispatching dans un réseau électrique datent des années 1960 [Gar 63]. Les travaux [Dil 76], [Dil 78] et [All 99], profitant de la puissance de calcul croissante des ordinateurs, développent les idées et les applications pratiques de la programmation dynamique au problème d'engagement d'unités dans les grands réseaux.

Le profil des charges à alimenter sur les prochaines 24h a été prédit et est connu avec un pas d'une 1/2h, ce qui constitue une discrétisation. L'objectif de l'algorithme d'optimisation est alors de déterminer pour chaque intervalle de temps la meilleure répartition de puissance entre ces générateurs (fig. 3.6). Le critère considéré est la minimisation du coût de fonctionnement de l'ensemble du parc de production. Nous considérerons plus tard la minimisation des émissions de CO₂.

Pour notre étude, on considère un micro réseau électrique alimenté par des micro-turbines à gaz. Les hypothèses concernant la planification opérationnelle (paragraphe 3.3) sont rappelées : les turbines ont un temps de réponse instantané et les pertes de distribution d'électricité dans le micro-réseau sont négligées. Les caractéristiques d'émission et de coût économique sont prises en compte.

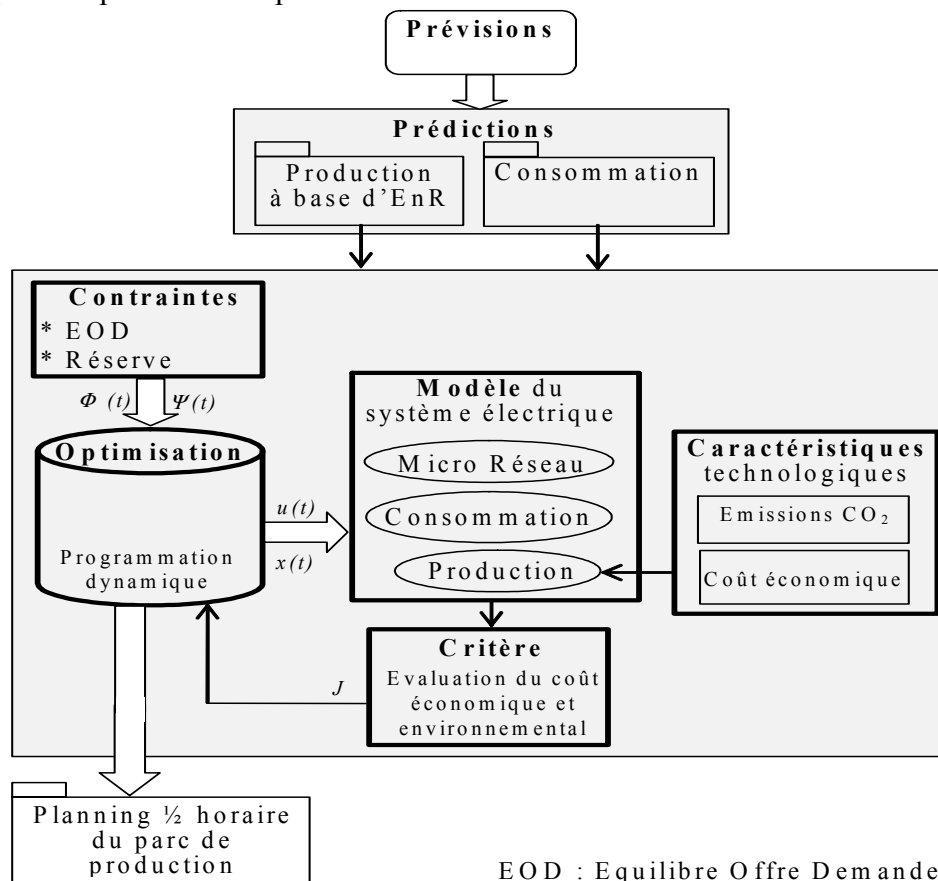


Fig. 3.6. Description de l'algorithme mise en œuvre pour la planification opérationnelle

Le micro réseau étudié est constitué de M générateurs. Les références de puissance à calculer pour chaque générateur sont constantes durant chaque intervalle. L'équilibre instantané entre la production et la consommation est réalisé par les réglages primaires de fréquence et de tension des générateurs [Li 09], [Lu 11] et [Lu 09]. Par contre, l'Equilibre Offre Demande sur chaque pas 1/2 horaire est une contrainte à satisfaire ainsi que la disponibilité d'une réserve de puissance sur chaque générateur pilotable.

A chaque intervalle de temps t , certains générateurs peuvent être en fonctionnement ou non. Toute combinaison de générateurs en marche et en veille qui satisfait la demande en électricité constitue un état du système [Wei 03]. A chaque intervalle de temps, il existe jusqu'à $(2^M - 1)$ combinaisons (états du système) possibles qui constituent une deuxième

échelle de discrétisation. Sur le tableau 3.1 sont présentés tous les états possibles d'un système électrique constitué de $M=3$ générateurs.

Tableau 3.1. Etats du système pour 3 générateurs

Etat du système	Etats des générateurs
1	En veille : En marche : $\delta_1=I, \delta_2=I, \delta_3=I$
2	En veille : $\delta_3=0$ En marche : $\delta_1=I, \delta_2=I$
3	En veille : $\delta_2=0$ En marche : $\delta_1=I, \delta_3=I$
4	En veille : $\delta_1=0$ En marche : $\delta_2=I, \delta_3=I$
5	En veille : $\delta_2=0, \delta_3=0$ En marche : $\delta_1=I$
6	En veille : $\delta_1=0, \delta_3=0$ En marche : $\delta_2=I$
7	En veille : $\delta_1=0, \delta_2=0$ En marche : $\delta_3=I$

Dans le contexte de la formulation d'un problème d'engagement d'unités (3.8) et de la formulation d'un problème de programmation dynamique (équ. 3.4), les variables d'état ($x(t)$) correspondent à la puissance générée par chaque générateur et les variables de commande ($u(t)$), qui définissent les transitions d'un état à un autre, sont les états (ou modes) des générateurs (en veille ou en marche) :

$$x(t) = [P_{MGT_1}(t), P_{MGT_2}(t), P_{MGT_3}(t), u(t), t] \quad (3.18)$$

$$u(t) = [\delta_1(t), \delta_2(t), \delta_3(t)] \quad (3.19)$$

Pour chaque état du système, il peut exister plusieurs valeurs de puissance générée (variables d'état) des générateurs qui permettent de satisfaire la contrainte de l'équilibre offre demande entre production et consommation. La contrainte correspondante (issue de (3.3)) s'écrit :

$$\psi(t) = P_{generee}(t) - P_{Load}(t) = \delta_1(t).P_{MGT_1}(t) + \delta_2(t).P_{MGT_2}(t) + \delta_3(t).P_{MGT_3}(t) - P_{Load}(t) = 0$$

En outre, les limites minimales ($P_{MGT_min_i}$) et maximales liées au fonctionnement des turbines à gaz permettent de fixer les contraintes d'inégalité en fonction de la puissance nominale de la turbine (issue de (3.6)):

$$P_{MGT_min_i} \leq P_{MGT_i}(t) \leq 0.9 P_{MGT_nom_i}$$

Les différents degrés de liberté de la planification opérationnelle peuvent être représentés comme une matrice avec (2^M-1) lignes, représentant les états du système possibles pour chaque intervalle et T colonnes représentant le nombre d'intervalles temporels (fig. 3.7).

Les liaisons entre états de chaque étape représentent le coût de passage d'un état à un autre. Il est à noter qu'en fonction des contraintes, tous les états ne sont pas atteignables, ce qui conduit à supprimer des liaisons.

Il existe une multitude de stratégies ou encore de séquences de démarrage et d'arrêt des différentes turbines à gaz entre l'étape $t=1$ jusqu'à l'étape finale $t=T$. La programmation dynamique permet de trouver la séquence optimale avec les références de puissance de chaque turbine qui conduira à un coût minimal.

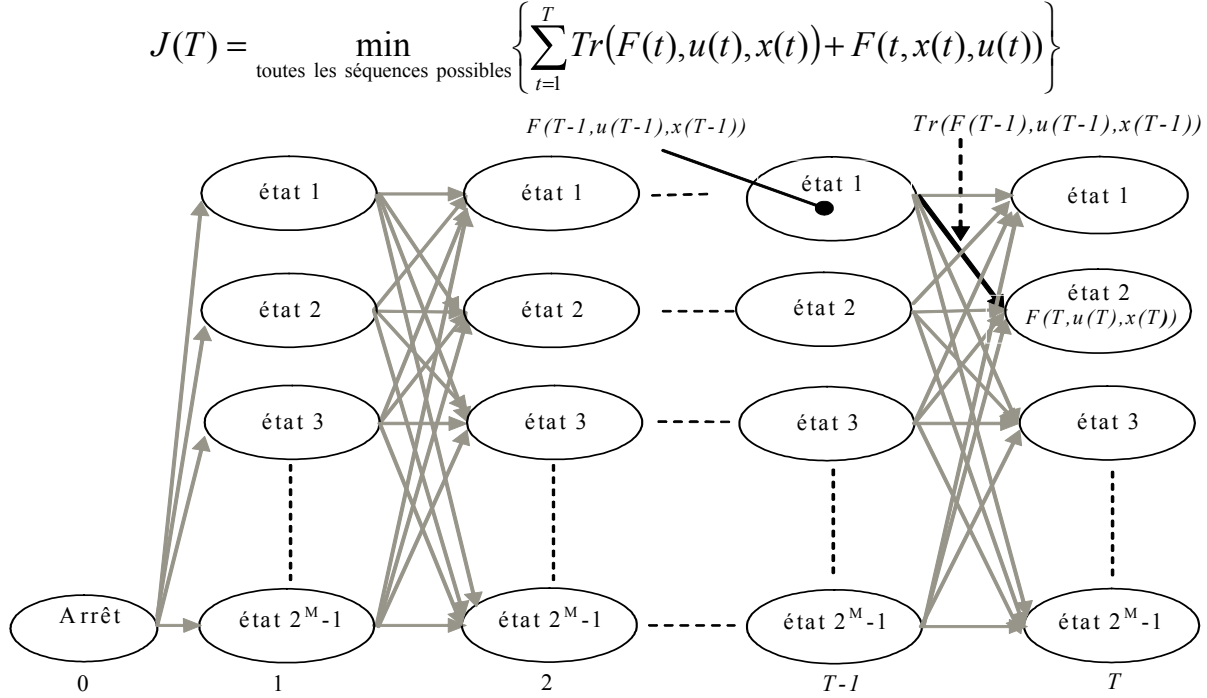


Fig. 3.7. Représentation graphique des états du système possibles et la transition vers un état optimal $F(t)$ à l'étape suivante

3.5.2 Minimisation du coût de fonctionnement

Pour illustrer la méthode de résolution, on considère comme critère la minimisation du coût économique d'un parc de générateurs sur un horizon temporel de T intervalles. Le profil de puissance demandée par les charges est connu ainsi que le profil de puissance générée par les générateurs PV en mode MPPT. Le critère coût s'exprime par la somme :

- du coût de production d'électricité pendant l'intervalle $[(t-1), t]$ à puissance constante ($P_{MGT_i}(t)$). Ce coût est la somme des coûts de production de tous les générateurs fonctionnant dans le système durant l'intervalle étudié, chacun ayant son propre point de fonctionnement ($P_{MGT_i}(t)$) et coût spécifique correspondant ($C_i(P_{MGT_i}(t))$) :

$$F(t) = \sum_{i=1}^M \delta_i(t) \cdot C_i(P_{MGT_i}(t)) \quad (3.20)$$

- et du coût économique lié à la production d'électricité pendant l'intervalle précédent $[(t-2), (t-1)]$, c'est-à-dire $F(t-1)$, et au démarrage ou à l'arrêt éventuel d'un générateur (paragraphe 3.3) lié à un changement d'états entre l'étape $t-1$ et t (si $\delta_i(t-1) \neq \delta_i(t)$) :

$$Tr(F(t), u(t), x(t)) = F(t) + \sum_{i=1}^M C_{pe_i}(\delta_i(t-1), \delta_i(t))$$

$$Tr(F(t), u(t), x(t)) = \sum_{i=1}^M \{ \delta_i(t).C_i(P_{MGT_i}(t)) + C_{pe_i}(\delta_i(t-1), \delta_i(t)) \} \quad (3.21)$$

L'algorithme de programmation dynamique doit chercher le chemin optimal dans le graphe des états (fig. 3.6) qui minimise la fonction objective (3.13) de l'étape $t=1$ à $t=T$. Les conditions initiales à $t=0$ sont adoptées nulles, donc $F(0)=0$.

Pour l'étape finale T , (2^M-1) états sont possibles (tableau 3.1). Les valeurs des (2^M-1) coûts de production d'électricité $F(T)$ sont calculées en fonction de l'état des générateurs ($\delta_i(T)$) et de leur puissance générée ($P_{MGT_i}(T)$) [Wei 03]. L'algorithme d'optimisation retient la valeur minimale :

$$J(T) = \min\{F(T)\}_{(2^M-1) \text{ états possibles}} = \sum_{i=1}^M \delta_i(T).C_i(P_{MGT_i}(T)) \quad (3.22)$$

Puis, la résolution est effectuée par un algorithme récursif. Pour l'intervalle de temps précédent et jusqu'à celui initial, les coûts de production sont évalués pour chaque état du système en prenant en compte, en plus, le coût associé à la transition ou transformation (liés aux démarrages et arrêts des générateurs) d'un intervalle à l'autre. A l'étape $T-1$, l'équation récursive de Bellman (3.14) conduit à :

$$F(T-1) = \sum_{i=1}^M \{ C_{pe_i}(\delta_i(T-1), \delta_i(T)) + \delta_i(T-1).C_i(P_{MGT_i}(T-1)) \} + F(T) \quad (3.23)$$

De nouveau, plusieurs états sont réalisables (tableau 3.1) et donc l'équation précédente peut prendre différentes valeurs. L'optimisation consiste à retenir la valeur minimale à laquelle va correspondre l'état des générateurs ($\delta_i(T-1)$) et leur puissance de référence ($P_{MGT_i}(T-1)$). Une fois que ces valeurs sont retenues, la valeur minimale de $F(T-1)$ servira à évaluer $F(T-2)$ et ainsi de suite jusqu'à $F(1)$. Les valeurs de $F(0)$ et $F(49)$ sont liées aux conditions limites (initiales et finales) et dans cette présentation sont supposées nulles.

L'objectif est de trouver la séquence des états des générateurs et leur puissance de référence qui minimise la somme des coûts accumulés liés à la production d'électricité pendant les T intervalles de temps (étapes). L'équation (3.24) correspond à la fonction objective (3.13) :

$$J(T) = F(T, x(T), u(T)) + \sum_{t=1}^{T-1} Tr(F(t), u(t), x(t)) \quad (3.24)$$

Alors, l'algorithme de programmation dynamique correspond à la recherche graphique d'un chemin optimal de l'étape finale du système ($t=T$) jusqu'à la première étape ($t=1$) comme sur la figure 3.7, qui minimise la valeur de la fonction objective. L'utilisation de la théorie des graphes a permis de développer l'algorithme de résolution de Ford. Un exemple de synoptique de l'algorithme est présenté à la fig. 3.8.

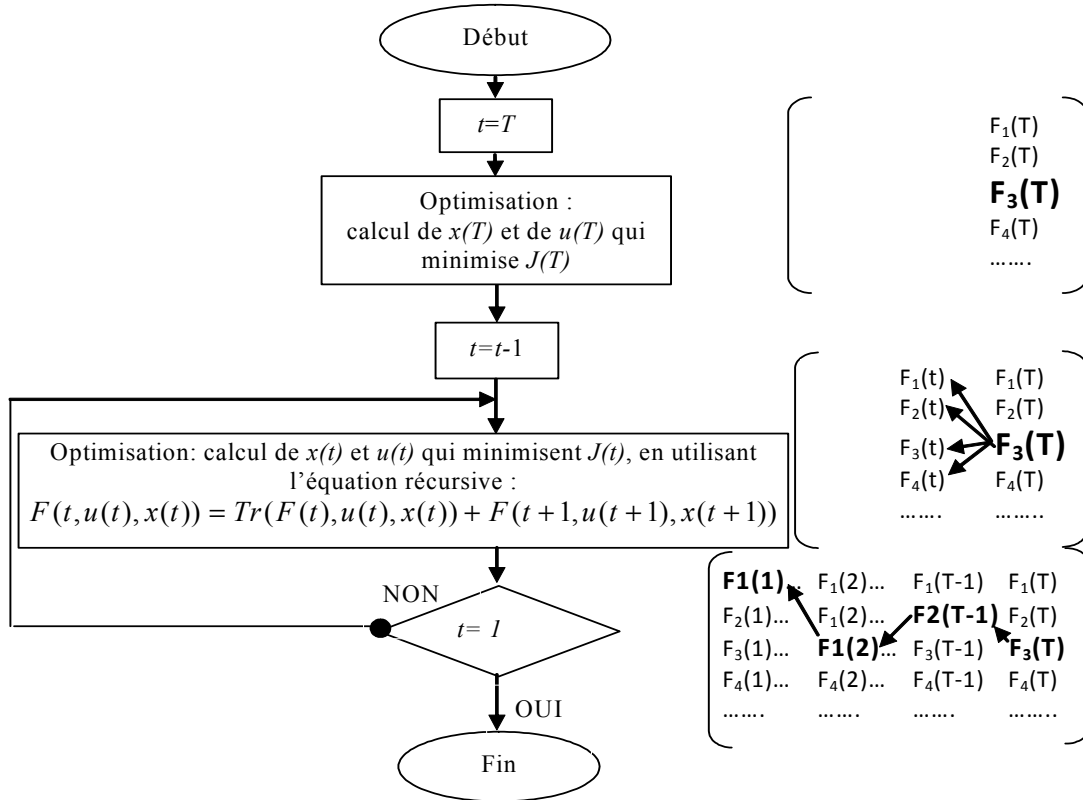


Fig. 3.8. Algorithme pour la minimisation du coût du fonctionnement du système

3.5.3 Minimisation des émissions polluantes d'un micro réseau alimenté par des micro turbines à gaz et des générateurs actifs photovoltaïques

L'application de la programmation dynamique réursive à la minimisation du coût économique de la production d'électricité ayant été développé au paragraphe précédent, on cherche maintenant à examiner sa possible application à la minimisation des émissions de CO₂ d'un micro réseau comportant trois turbines à gaz et douze générateurs photovoltaïques.

Au chapitre précédent, la masse des émissions de CO₂ équivalent de chaque turbine à gaz i , $CO_{2_i}(P_{MGT_i}(t))$, a été modélisée (2.55). La fonction de coût des émissions de CO₂ équivalent correspond à cette masse multipliée par un prix des émissions de CO₂ équivalent. Les recherches économiques sur le prix des quotas d'émissions de CO₂ équivalent montrent qu'historiquement le prix le plus élevé a été de l'ordre de 30 euros par tonne de CO₂ équivalent [Aba 08]. Pour les exemples numériques dans ce chapitre et le cas d'application, présenté dans le chapitre 4, le prix de 30 euros par tonne de CO₂ équivalent sera adopté. Les coûts des émissions de CO₂ équivalent pour les trois micro-turbines à gaz, utilisées dans ce travail en fonction de leur puissance générée (en P.U.) sont présentés sur la fig. 3.9.

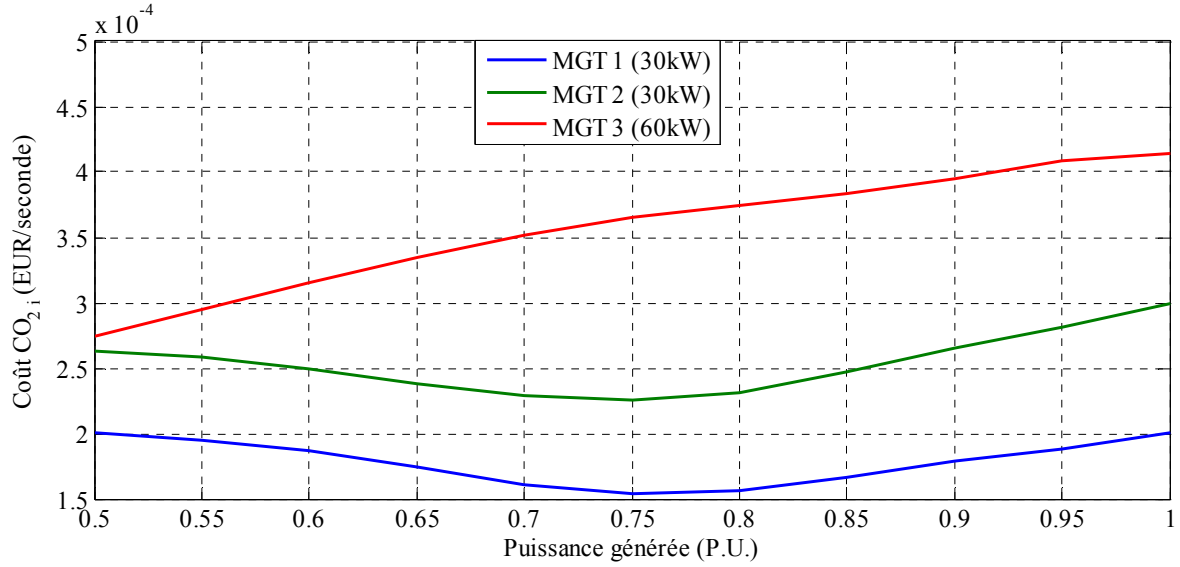


Fig. 3.9. Coût des émissions de CO₂ équivalent des trois micro-turbines à gaz, exprimées en EUR par seconde

Chaque démarrage conduit à des émissions plus importantes de CO₂ et chaque arrêt intempestif en engendra également dans le futur. De manière similaire aux pénalités économiques exposées précédemment, des pénalités environnementales liées au démarrage et à arrêt sont appliquées et exprimées par une fonction $C_{pe_co2_i}(\delta_i(t), \delta_i(t+1))$. δ_i est l'état de chaque turbine à gaz (0 pour l'arrêt et 1 pour son fonctionnement). La pénalité de démarrage est fixée à un coût environnemental équivalent en carburant correspondant à 5 minutes de fonctionnement en pleine charge. La pénalité d'arrêt est considérée égale à 2.5 minutes de fonctionnement en pleine charge. Soit :

$$C_{pe_co2_i}(0,1) = 5.C_{no\ min\ al} \text{ pour le démarrage}$$

$$C_{pe_co2_i}(1,0) = 2,5.C_{no\ min\ al} \text{ pour l'arrêt}$$

$C_{pe_co2_i}(1,1) = C_{pe_co2_i}(0,0) = 0$ en cas d'utilisation continue sur les deux intervalles de temps.

Le coût environnemental des générateurs actifs étant considéré nul, pour un état donné du système électrique au sein d'un intervalle t , le coût environnemental est exprimé en utilisant l'équation réursive de Bellman (3.14) [Kan 11a], [Kan 11b] :

$$F(t, u(t), x(t)) = Tr(F(t), u(t), x(t)) + F(t+1, u(t+1), x(t+1))$$

$Tr(F(t), u(t), x(t))$ est la fonction de transition qui exprime le surcoût environnemental lié au démarrage ou à l'arrêt d'un générateur et le coût de production d'électricité au cours de l'intervalle $[t-1, t]$ (paragraphe 3.3) :

$$Tr(F(t), u(t), x(t)) = \sum_{i=1}^M \{ \delta_i(t).CO_{2_i}(P_{MGT_i}(t)) + C_{pe_co2_i}(\delta_i(t-1), \delta_i(t)) \}$$

L'objectif est de trouver la séquence des états des générateurs ($\delta_i(t)$) et leur puissance de référence ($P_{MGT_i}(t)$) qui minimise la somme des coûts environnementaux accumulés pendant les T intervalles de temps (étapes) :

$$J(T) = F(T, x(T), u(T)) + \sum_{t=1}^{T-1} Tr(F(t), u(t), x(t)) \quad (3.25)$$

Les paramètres de commande ($\delta_i(t)$) et d'état ($P_{MGT_i}(t)$) sont rendus variables pour minimiser la fonction objective.

Ainsi, l'expression du problème d'engagement d'unités pour une planification opérationnelle 24h à l'avance est de trouver pour chaque intervalle de temps, l'état du système et la commande qui conduira à un coût total minimal sur l'horizon de 24h de fonctionnement:

$$\min \sum_{t=1}^{48} J(t) = \min \sum_{t=1}^{48} \sum_{i=1}^3 (C_{pe_co2_i}(\delta_i(t), \delta_i(t+1)) + \delta_i(t).CO_{2_i}(P_{MGT_i}(t)) + \delta_i(t+1).CO_{2_i}(P_{MGT_i}(t+1))) \quad (3.26)$$

Dans un contexte limité à un horizon de 24 heures, les valeurs limites sont supposées nulles : $F(0)=0$ et $F(49)=0$.

3.5.4. Prise en compte de la production issue des générateurs actifs

3.5.4.1 Détermination des contraintes

Jusqu'à présent le problème d'engagement d'unités a été formulé en utilisant uniquement des turbines à gaz. La prise en compte de générateurs actifs à base d'énergie renouvelable conduit à revoir la formulation. Avec N générateurs actifs et M micro turbines à gaz, l'équilibrage entre la puissance demandée par les charges (P_{LOAD}) et celle à produire par les générateurs (P_{AG_n} et P_{MGT_i}) doit être réalisé par le « Microgrid Central Energy Management System » (MCEMS) en utilisant au maximum l'énergie PV. La contrainte d'égalité (3.3) devient alors :

$$\psi(t) = \sum_{n=1}^N P_{AG_n}(t) + \sum_{i=1}^M P_{MGT_i}(t) - P_{Load}(t) = 0 \quad (3.27)$$

Les contraintes incluent aussi le minimum technique des turbines qui doit être supérieur à 50% de leur puissance nominale ($P_{MGT_nom_i}$) afin de garantir un rendement raisonnable :

$$0.5P_{MGT_nom_i} \leq P_{MGT_i}(t) \leq 0.9 P_{MGT_nom_i} \quad (3.28)$$

La puissance, délivrée par un générateur actif est égale à la somme des puissances de l'installation photovoltaïque et des batteries.

$$P_{AG}(t) = P_{PV}(t) + P_{BAT}(t) \quad (3.29)$$

P_{PV} varie de zéro à P_{PV_max} et P_{BAT} varie de zéro à P_{BAT_max} .

Pour maximiser l'utilisation des générateurs actifs PV, une grande partie des contraintes dépend du régime de fonctionnement (jour/nuit, énergie PV disponible/non-disponible, état de charge des batteries). La stratégie d'exploitation des générateurs actifs a été organisée pour deux périodes: le jour $t \in (t_0 ; t_0 + \Delta t)$ et la nuit $t \in (t_0 + \Delta t ; t_0 + 24h)$ (fig. 3.10).

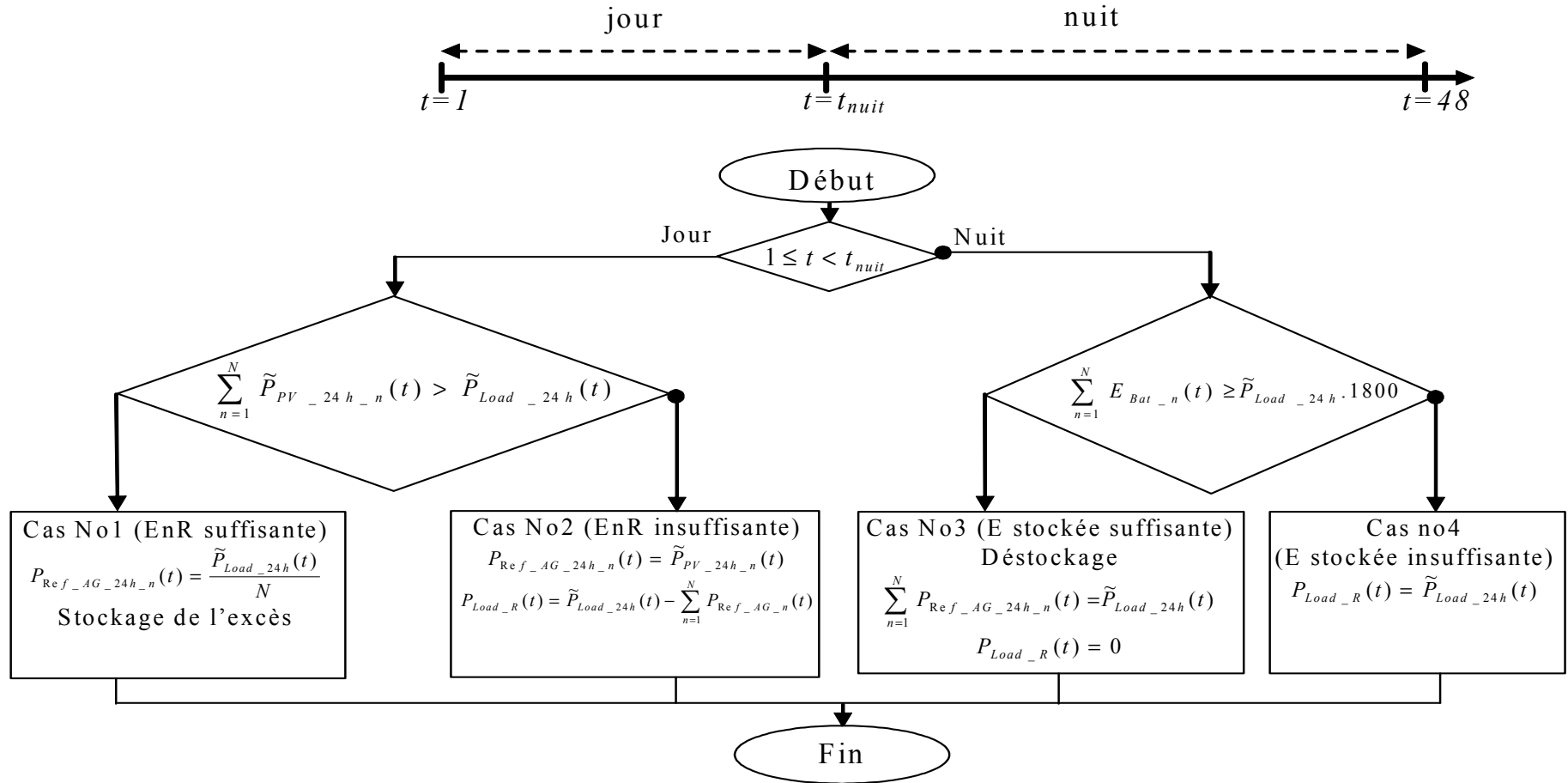


Fig. 3.10. Organisation temporelle des zones de fonctionnement et calcul de la puissance résiduelle à fournir

La politique énergétique de priorisation de l'EnR qui a été implantée consiste à exploiter au maximum la ressource PV durant le jour et à n'utiliser l'éventuel excès d'énergie PV stockée dans les batteries, la nuit. La mise en œuvre utilise les prédictions de la consommation et de la production (fig. 3.6). La prévision de l'énergie livrée par le générateur actif n durant l'intervalle t avec une durée de 30 minutes (1800 s) est égale à :

$$E_{PV_n}(t) = \tilde{P}_{PV_24h_n}(t).1800 \quad (3.30)$$

$\tilde{P}_{PV_24h_n}(t)$ est la prévision supposée constante de la puissance générée par l'installation PV durant l'intervalle t et pour un fonctionnement en MPPT. De la même manière, on exprime la prévision de l'énergie demandée par les charges du système :

$$E_{LOAD}(t) = \tilde{P}_{Load_24h}(t).1800 \quad (3.31)$$

$\tilde{P}_{Load_24h}(t)$ est la prévision réalisée la veille de la puissance des charges durant l'intervalle t . La différence entre les deux prévisions est égale à l'énergie en excès qui peut être stockée dans les batteries du générateur actif si $E_{PV_n}(t) > E_{LOAD}(t)$ ou à l'énergie qui doit être générée par les autres sources dans le système pour assurer une alimentation continue des charges si $E_{PV_n}(t) < E_{LOAD}(t)$.

L'énergie livrée par la micro turbine i lorsqu'elle est à sa puissance minimale durant l'intervalle t est égale à:

$$E_{MGT_min_i}(t) = P_{MGT_min_i}(t).1800 \quad (3.32)$$

Afin d'instaurer une politique visant à maximiser l'utilisation de l'énergie renouvelable présente pendant l'intervalle de temps considéré ou précédemment stockée dans les batteries, quatre cas sont distingués et font l'objet d'une formulation visant à satisfaire cette politique. Tout d'abord, l'algorithme de planification opérationnelle par programmation dynamique récursive traite les intervalles où les charges peuvent être alimentées uniquement par les générateurs actifs (cas no.1 sur la fig. 3.10) et l'excédent d'énergie PV qui peut être stocké dans les batteries et qui sera déstocké durant la nuit (cas no.3 sur la fig. 3.10). Cela est fait sur la base des prévisions de la puissance, consommée par les charges et de la puissance PV disponible. Ensuite, l'algorithme détermine le choix des micro-turbines à gaz à utiliser et leurs références de puissance pour les cas no.2 et cas no.4 en utilisant une optimisation dynamique récursive.

3.5.4.2 Stratégie pour la priorisation de l'utilisation de l'énergie renouvelable Durant le jour $t \in [1, t_{nuit}]$

Cas No1. On considère d'abord le cas où la puissance issue des N générateurs actifs est suffisante pour alimenter l'ensemble des charges :

$$\sum_{n=1}^N \tilde{P}_{PV_24h_n}(t) \geq \tilde{P}_{Load_24h}(t) \quad (3.33)$$

Dans ce cas, il y a de la puissance PV disponible en excès par rapport à la puissance nécessaire pour alimenter les charges. Sur cet intervalle de temps, les charges peuvent être alimentées par l'énergie issue des générateurs PV actifs. Toutes les micro-turbines à gaz sont mises en veille et leurs références de puissance sont nulles ($P_{Ref_MGT_i}(t) = 0$).

Les références des générateurs actifs sont calculées par l'équation :

$$P_{Ref_AG_24h_n}(t) = \frac{\tilde{P}_{Load_24h}(t)}{N} \quad (3.34)$$

Cette référence, reçue par le générateur actif peut être inférieure à la puissance PV disponible. Dans ce cas, l'excès est automatiquement géré par le contrôle local du générateur actif qui la stocke dans les batteries. L'énergie disponible et utilisable la nuit est calculée:

$$\sum_{n=1}^N E_{Bat_n}(t+1) = \sum_{n=1}^N E_{Bat_n}(t) + \left[\tilde{P}_{Load_24h}(t) - \sum_{n=1}^N P_{Ref_AG_24h_n}(t) \right] \cdot 1800 \quad (3.35)$$

Si pour un ou plusieurs générateurs actifs il y a de la puissance PV disponible en excès par rapport à la référence reçue et que ses batteries sont déjà chargées à leur maximum, le contrôle local du générateur actif va imposer le mode « limitation » aux panneaux PV avec une puissance générée par les panneaux, inférieure à la puissance maximale qui peut être générée durant l'intervalle t (paragraphe 2.2.3).

Cas No2. On considère ensuite le cas contraire. La puissance disponible des installations PV est insuffisante pour alimenter les charges du micro réseau :

$$\sum_{n=1}^N \tilde{P}_{PV_24h_n}(t) < \tilde{P}_{Load_24h}(t) \quad (3.36)$$

Alors les installations PV peuvent fonctionner à leur point de puissance maximale (MPPT) et le reste de l'énergie demandée sera livré par les micro-turbines à gaz. Dans ces conditions, la ressource renouvelable est entièrement exploitée dans le réseau électrique et le problème d'engagement des turbines à gaz est formulé en utilisant la puissance restante. Les références envoyées à chaque générateur actif sont donc les puissances maximales correspondantes estimées la veille :

$$P_{Ref_AG_24h_n}(t) = \tilde{P}_{PV_24h_n}(t) \quad (3.37)$$

La puissance résiduelle doit donc être fournie par les micro-turbines doivent satisfaire l'équation d'équilibre:

$$P_{Load_R}(t) = \tilde{P}_{Load_24h}(t) - \sum_{n=1}^N P_{Ref_AG_24h_n}(t) = \sum_{i=1}^M P_{Ref_MGT_i}(t) \quad (3.38)$$

Le problème d'optimisation que le contrôleur central doit résoudre par programmation dynamique (détaillé dans le paragraphe 3.5.5.) consiste à déterminer quelles sont les turbines à gaz à utiliser, en prenant en compte tous les états du système possibles (tableau 3.1) et à calculer leurs références ($P_{Ref_MGT_i}$) pour obtenir un minimum de carburant consommé ou un minimum d'émissions polluantes ou un compromis entre les deux fonctions objectives.

Durant la nuit $t \in [t_{nuit}, 48]$

Durant la nuit, les panneaux PV ne peuvent pas fournir de la puissance. Le générateur actif PV peut livrer de l'énergie dans les limites imposées par l'état de charge de sa batterie. On distingue deux cas possibles :

Cas No3. Si l'énergie disponible des batteries durant l'intervalle t est suffisante pour alimenter les charges :

$$\sum_{n=1}^N E_{Bat_n}(t) \geq \tilde{P}_{Load_24h}(t) \cdot 1800 \quad (3.39)$$

et

$$\sum_{n=1}^N P_{Bat_max_n}(t) \geq \tilde{P}_{Load_24h}(t) \quad (3.40)$$

alors les micro-turbines à gaz seront arrêtées et les charges seront alimentées par les générateurs actifs.

Et l'état de charge cumulatif des batteries devient :

$$\sum_{n=1}^N E_{Bat_n}(t+1) = \sum_{n=1}^N E_{Bat_n}(t) - [\tilde{P}_{Load_24h}(t) \cdot 1800] \quad (3.41)$$

Ce cas correspond à une alimentation complète du réseau électrique pendant cet intervalle de temps avec de l'énergie PV stockée dans la journée et il n'y a donc pas d'optimisation à faire sur les turbines à gaz. Dans le cas contraire, c'est-à-dire si

$\sum_{n=1}^N E_{Bat_n}(t) < \tilde{P}_{Load_24h}(t) \cdot 1800$, alors il est nécessaire d'utiliser des turbines à gaz.

Cas No4. Si l'énergie disponible des batteries durant l'intervalle t n'est pas suffisante pour alimenter les charges, l'énergie stockée dans les batteries est gardée pour un autre intervalle où la puissance des charges sera inférieure ou pour le lendemain. Donc, les références de puissance des générateurs actifs pour l'intervalle t sont égales à zéro. Dans ce cas, les références envoyées aux micro-turbines doivent satisfaire l'équation d'équilibre:

$$\sum_{i=1}^M P_{Ref_MGT_i}(t) = \tilde{P}_{Load_24h}(t) \quad (3.42)$$

Le problème d'optimisation que le contrôleur central doit résoudre par programmation dynamique (détaillé dans le paragraphe suivant) consiste à déterminer quelles sont les turbines à gaz à utiliser, en prenant en compte tous les états du système possibles (tableau 3.1) et à calculer leurs références ($P_{Ref_MGT_i}$) pour obtenir un minimum de carburant consommé ou un minimum d'émissions polluantes ou un compromis entre les deux fonctions objectives.

3.5.5 Résolution par programmation dynamique

Pour calculer les références de puissance des turbines à gaz tout en minimisant les émissions, le problème est reformulé d'une manière réursive.

Selon le principe de la programmation dynamique l'équation réursive de Bellman est appliquée (3.14) :

$$F(t, u(t), x(t)) = Tr(F(t), u(t), x(t)) + F(t+1, u(t+1), x(t+1)) \quad (3.43)$$

pour $t \in \{1, \dots, 48\}$.

D'après (3.18), $x(t) = [P_{MGT_1}(t), P_{MGT_2}(t), P_{MGT_3}(t)]$, d'après (3.19) $u(t) = [\delta_1(t), \delta_2(t), \delta_3(t)]$ et l'équation qui décrit les transitions entre les états est celle qui exprime les pénalités de démarrage et d'arrêt des micro-turbines à gaz.

Si l'objectif est de minimiser les émissions de CO₂ équivalent, cette équation est exprimée par [Kan 12a]:

$$Tr(F(t), u(t), x(t)) = \sum_{i=1}^M C_{pe_co2_i}(\delta_i(t), \delta_i(t+1)) + \delta_i(t) \cdot CO_{2_i}(P_{MGT_i}(t)) \quad (3.44)$$

et

$$F(t+1, u(t+1), x(t+1)) = \sum_{i=1}^M \delta_i(t+1).CO_{2_i}(P_{MGT_i}(t+1)) \quad (3.45)$$

Si l'objectif est de minimiser le coût de génération de l'électricité, l'équation (3.43) prend la forme [Kan 12] :

$$Tr(F(t), u(t+1), x(t+1)) = \sum_{i=1}^M C_{pe_i}(\delta_i(t), \delta_i(t+1)) + \delta_i(t).C_i(P_{MGT_i}(t)) \quad (3.46)$$

et l'équation (3.45) prend la forme suivante:

$$F(t+1, u(t+1), x(t+1)) = \sum_{i=1}^M \delta_i(t+1).C_i(P_{MGT_i}(t+1)) \quad (3.47)$$

Les émissions de CO₂ équivalent, le coût de l'électricité générée par les générateurs actifs et les pénalités de démarrage et d'arrêt des générateurs actifs sont nuls, c'est-à-dire que $CO_{2_n}(P_{AG_n}(t)).\delta_n(t) = 0$ et $C_n(P_{AG_n}(t)).\delta_n(t) = 0$ pour toute valeur de n (indice du générateur actif) et t .

Les solutions optimales de l'équation réursive de Bellman pour tous les intervalles de temps t forment la solution optimale du problème de la planification opérationnelle optimisée. La recherche de la solution optimale est illustrée sur la figure 3.11.

Pour simplifier la représentation, en présence de 12 générateurs actifs, la puissance P_{ref_AG} , présentée sur la figure est effectivement la somme des références de puissance de tous les générateurs actifs ($P_{ref_AG}(t) = \sum_{n=1}^{12} P_{ref_AG_n}(t)$). L'algorithme d'optimisation de la

planification opérationnelle est présenté sur la fig. 3.12. Comme il s'agit de la recherche de solution d'un problème récursif, après l'initialisation l'algorithme commence à partir de $t=48$.

Afin de donner une priorité aux générateurs, basés sur les énergies renouvelables, pour chaque intervalle de temps t , la puissance résiduelle qui doit être fournie par les micro-turbines à gaz selon l'algorithme de la figure 3.10.

$$P_{Load_R}(t) = \tilde{P}_{Load_24h}(t) - \sum_{n=1}^N P_{Ref_AG_n}(t) \quad (3.48)$$

$\sum_{n=1}^N P_{Ref_AG_n}$ est la somme des références de puissance des générateurs actifs. La

puissance résiduelle doit être répartie entre les micro-turbines d'une manière optimale de façon à minimiser la fonction objective (3.25).

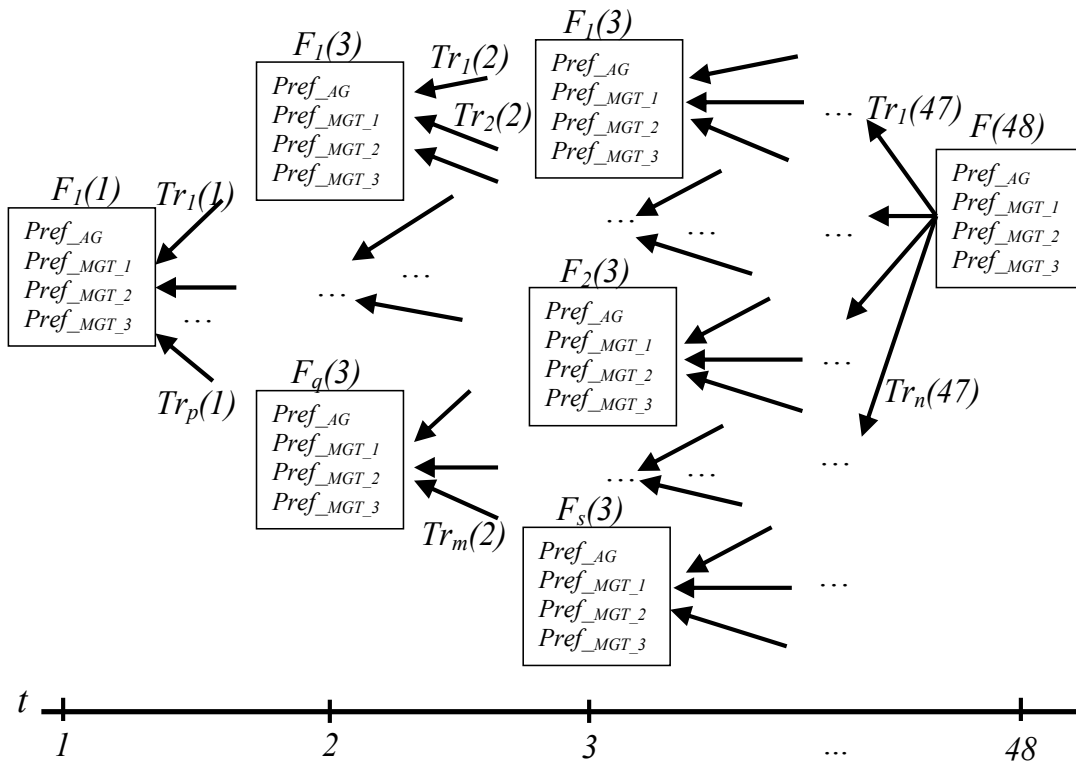


Fig. 3.11. Illustration de la solution du problème d'engagement d'unités par programmation dynamique

A chaque intervalle de temps, la puissance complémentaire P_{Load_R} doit être répartie sur le parc des turbines d'une manière optimale de façon à minimiser les fonctions de coût qui prend en compte les pénalités de démarrage et mise en veille des turbines. En utilisant trois turbines, les possibilités à considérer dépendront de l'utilisation de : une, deux ou trois micro-turbines à gaz parmi les trois technologies disponibles ayant des caractéristiques de rendement et d'émissions différentes.

Il s'agit ensuite, pour chaque possibilité (état du système $u(t)$ du tableau 3.1), de calculer les références de puissance de façon à minimiser la fonction objective (figure 3.12). Pour les états impliquant plusieurs turbines, un outil d'optimisation quadratique sous contraintes a été utilisé pour l'optimisation mono objective soit la minimisation des émissions de CO_2 équivalent minimales (éq. 3.44 et 3.45), soit le coût du carburant consommé (éq. 3.46 et 3.47) et des contraintes déjà citées. Le cas de l'optimisation multi-objective a été aussi appliqué en utilisant la méthode « Goal Attainment Method » [Gem 74].

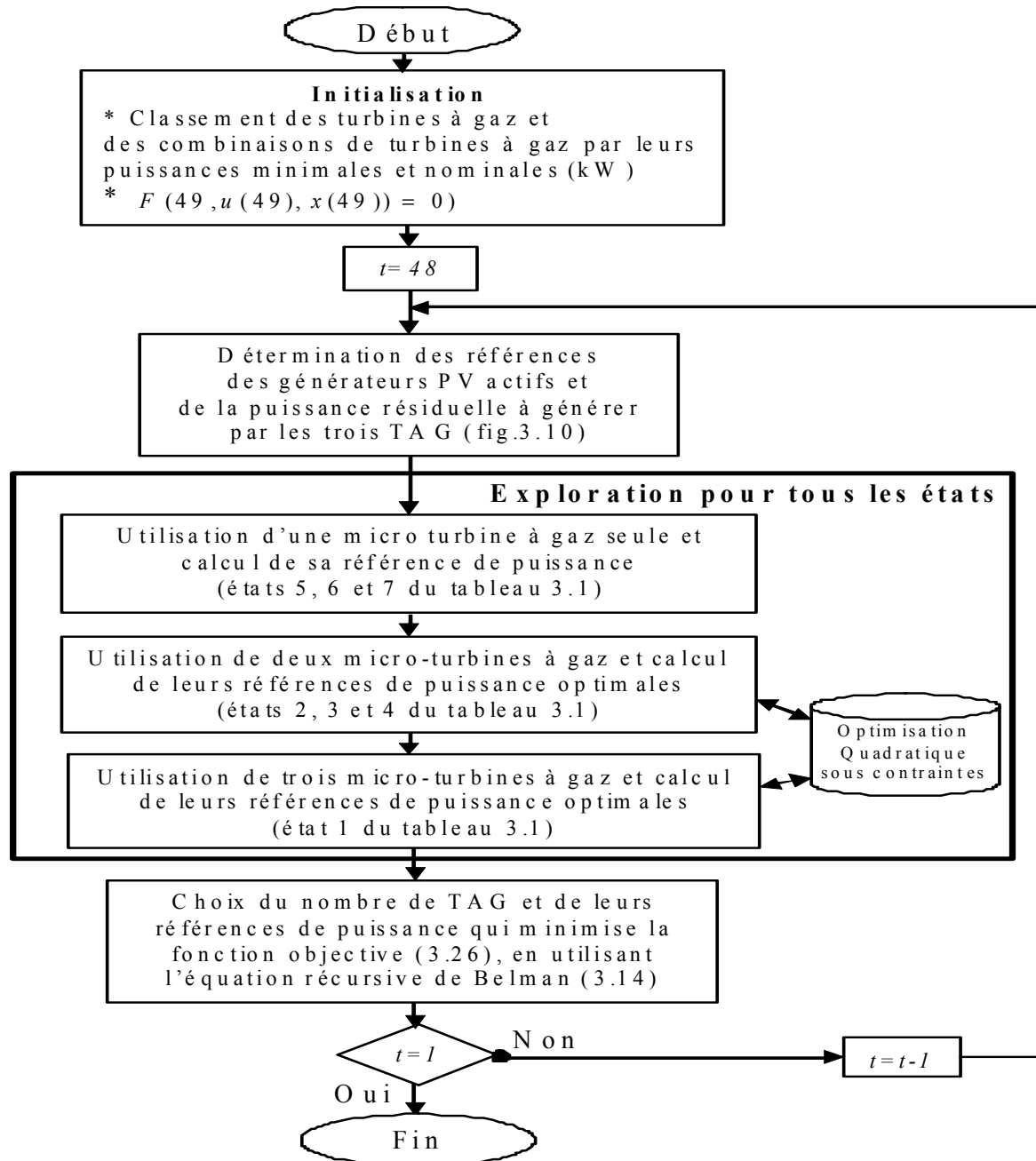


Fig. 3.12. Algorithme pour la construction des solutions et la prise de décision optimale

Au final, chaque combinaison de turbines en fonctionnement et leurs puissances de référence pour un pas de temps engendre un coût de production d'électricité (ou émissions de CO₂ équivalent, selon l'objectif) pour l'intervalle t et un coût de transition $Tr(F(t), x(t+1), u(t+1))$, fonctions des turbines qui vont générer de l'électricité durant l'intervalle de temps actuel et le prochain. Pour la résolution, l'algorithme retient la configuration qui est l'optimum par rapport aux états précédents du système (backward), ce qui correspond à l'implantation de l'équation récursive de Belman (3.14) [Kan 11b].

3.6. Ajustement infra-horaire des références de puissance pour réduire l'incertitude

La planification opérationnelle par programmation dynamique, présentée dans cette thèse est une approche déterministe. Elle est réalisée un jour avant et elle est basée sur des

prévisions de la puissance provenant des générateurs PV (\tilde{P}_{PV_24h}) et de la puissance demandée pour alimenter les charges (\tilde{P}_{Load_24h}). Cependant, comme il s'agit des prévisions réalisées un jour avant, il y a toujours une incertitude dans les valeurs prévues au moment de l'application des références pendant la journée. Le générateur actif PV est capable de produire une puissance constante, malgré les fluctuations de la source primaire (l'irradiation solaire, reçue par les panneaux PV), dans la limite imposée par l'état de charge des batteries (State Of Charge, SOC). La supervision centrale du micro réseau peut recevoir des nouvelles prévisions et recalculer les références de puissance pour le pas de temps suivant si nécessaire.

La déviation entre les valeurs prévues 24 heures à l'avance ($\tilde{P}_{PV_24h_n}(t+1)$ et $\tilde{P}_{Load_24h}(t+1)$) et les prévisions mises à jour 30 minutes en avance ($\tilde{P}_{Load}(t+1)$ et $\tilde{P}_{PV_n}(t+1)$) est calculée en utilisant les équations:

$$\Delta P_{PV_n}(t+1) = \tilde{P}_{PV_24h_n}(t+1) - \tilde{P}_{PV_n}(t+1) \quad (3.49)$$

$$\Delta P_{Load}(t+1) = \tilde{P}_{Load_24h}(t+1) - \tilde{P}_{Load}(t+1) \quad (3.50)$$

La mise à jour des références de puissance se fait tout d'abord sur la base de la déviation de la puissance PV prévue. Si l'état de charge des batteries le permet, c'est-à-dire si

$$E_{bat_n} - \Delta P_{PV_n}(t+1) \cdot 1800 \geq E_{bat_min_n} \quad (3.51)$$

alors la référence de puissance du générateur actif reste la même et ses batteries compensent le manque de puissance PV. Cette compensation est réalisée par le réglage primaire implanté dans le contrôleur local implémenté dans le générateur actif PV ([Lu 10] chapitre II, paragraphe 4) et automatiquement réalisé si les références des turbines à gaz ne sont pas modifiées (1-ère condition de l'algorithme, fig. 3.13).

Si l'énergie PV est supérieure à celle qui a été prévue, l'excédent est stocké dans les batteries, à condition que

$$E_{bat_n} + \Delta P_{PV_n}(t+1) \cdot 1800 \leq E_{bat_max_n} \quad (3.52)$$

Au cas où les batteries ne peuvent pas compenser le manque ou l'excédent d'énergie PV, une nouvelle référence de puissance du générateur actif doit être calculée par la formule :

$$P_{Ref_AG_n}(t+1) = \tilde{P}_{Ref_AG_24h_n}(t+1) + \Delta P_{PV_n}(t+1) \quad (3.53)$$

$\tilde{P}_{Ref_AG_24h}(t+1)$ est la référence de puissance calculée 24 heures en avance. Une correction dans les références de puissance des micro-turbines à gaz est également nécessaire. La puissance qui doit être fournie par l'ensemble des micro turbines, calculée 24 heures en avance est $P_{Load_R_24h}(t+1)$. Elle est calculée en utilisant l'équation :

$$P_{Load_R_24h}(t+1) = \tilde{P}_{Load_R_24h}(t+1) - \sum_{n=1}^N P_{Ref_AG_24h_n}(t+1) \quad (3.54)$$

Si $\sum_{n=1}^N P_{Ref_AG_n}$ change, la nouvelle valeur de la charge qui doit être répartie entre les micro turbines est:

$$P_{Load_R}(t+1) = \tilde{P}_{Load_R_24h}(t+1) + \Delta P_{Load}(t+1) - \sum_{n=1}^N P_{Ref_AG_n}(t+1) \quad (3.55)$$

Selon les contraintes d'optimisation, une réserve de 10% de puissance est prévue durant l'élaboration de la planification prévisionnelle. Cela veut dire que si:

$$\left| \frac{P_{Load_R}(t+1) - \tilde{P}_{Load_R_24h}(t+1)}{\tilde{P}_{Load_R_24h}(t+1)} \right| \leq 0,1 \quad (3.56)$$

les corrections dans les références de puissance peuvent être faites par les réglages primaires de tous les générateurs, sans devoir recalculer par la procédure d'ajustement les références optimales. Par contre, si la déviation dans la charge est supérieure à 10%, le MCEMS doit recalculer l'optimum des références de puissance des micro-turbines à gaz. L'ajustement des références de puissance en fonction des déviations dans les prévisions pour la charge et la puissance PV est illustré sur la figure 3.13.

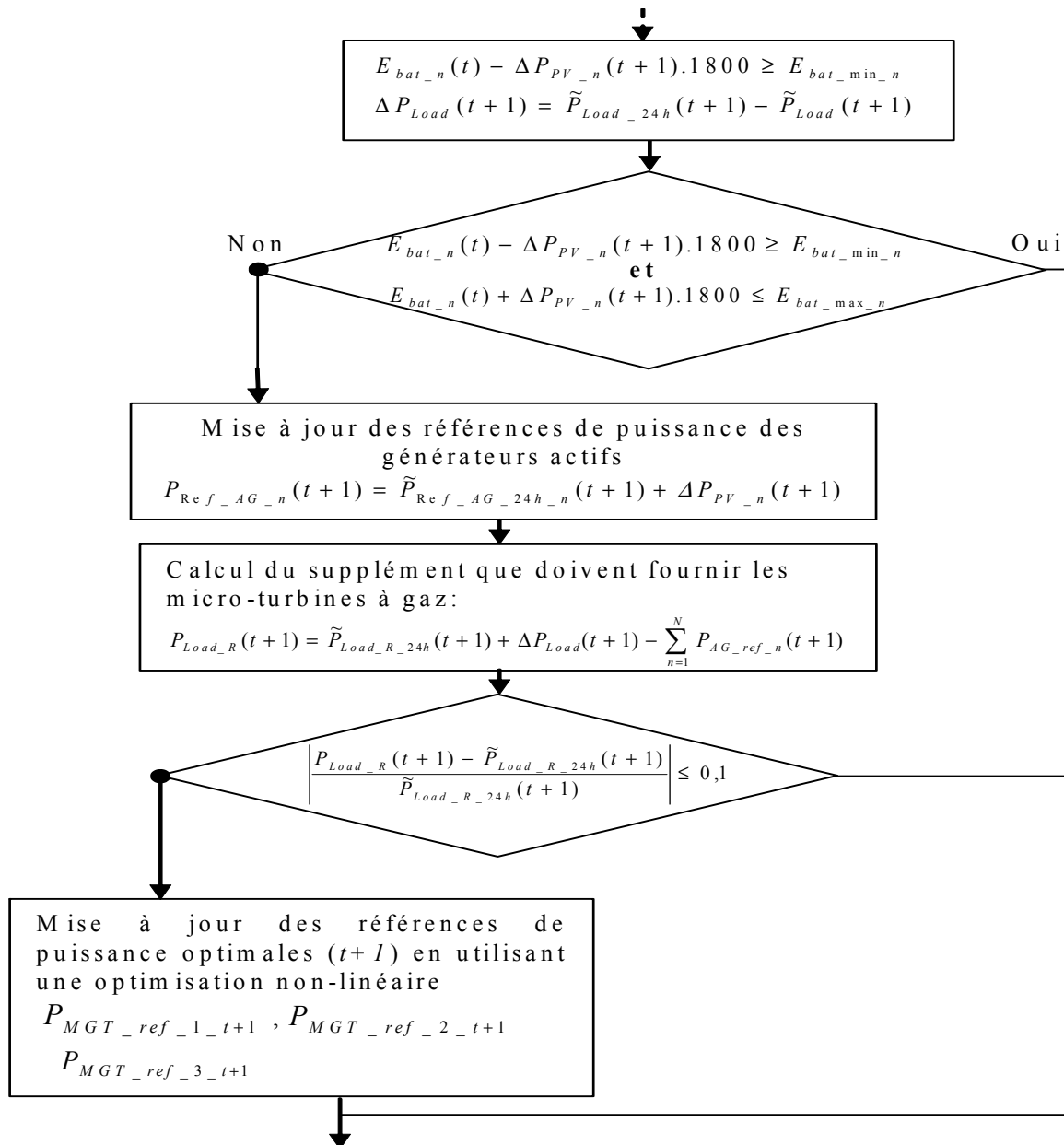


Fig. 3.13. Ajustement des références de puissance 30 minutes en avance

3.7. Conclusion

Ce chapitre détaille le développement d'un algorithme de pilotage long-terme et d'un ajustement moyen-terme d'un micro-réseau afin de réaliser l'Equilibre Offre Demande tout en priorisant l'utilisation des énergies renouvelables disponibles et minimisant soit le coût de fonctionnement soit les émissions de CO₂. La problématique de l'optimisation de la planification opérationnelle a été présentée en premier lieu. Ensuite, la formulation générale du problème d'engagement d'unités est décrite. Le problème d'optimisation du fonctionnement d'un micro réseau se rapproche du problème d'optimisation d'un système électrique classique, ramené à une petite échelle.

Après une synthèse des outils d'optimisation, l'approche de résolution par programmation dynamique du PEU par programmation dynamique est choisie et détaillée. Ensuite l'application de cette approche au cas d'étude d'un micro-réseau avec trois micro-turbines à gaz et des générateurs actifs est présentée. L'algorithme pour la planification opérationnelle 24h à l'avance et les contraintes de cette optimisation sont détaillés. L'utilisation de l'énergie renouvelable est rendue prioritaire par une prise en compte en amont de l'optimisation sur l'usage des turbines à gaz. Une spécificité est que l'algorithme proposé comprend deux niveaux d'optimisation. Tout d'abord, pour chaque état de fonctionnement du parc de production, les références de puissance des turbines en fonctionnement sont optimisées. Puis, la configuration conduisant à la valeur minimale de toutes celles trouvées est retenue comme valeur optimale pour le pas de temps considéré.

A la fin du chapitre, l'ajustement des références de puissance toutes les 30 minutes est présenté. Cet ajustement est nécessaire afin de réduire l'impact de l'incertitude des prévisions 24h à l'avance si elle dépasse la réserve de puissance des générateurs (10% de la puissance nominale installée dans le micro-réseau).

Dans le chapitre suivant, le fonctionnement de l'algorithme d'optimisation de la planification opérationnelle d'un micro-réseau sera validé par expérimentations et simulations temps-réel avec du matériel. Quelques tests seront faits afin de montrer les améliorations et économies qui peuvent être apportées par l'algorithme de pilotage présenté dans cette thèse.

Chapitre 4

Application à un micro réseau urbain et expérimentations

4.1. Introduction

Pour tester les algorithmes de planification et d'ajustement proposés au chapitre précédent, un cas d'application concernant un micro réseau urbain est considéré. Ce dernier est d'abord présenté.

Les modalités à mettre en place pour réaliser des vérifications expérimentales posent problème. Il s'agit de considérer un réseau électrique complet dont la simulation en temps différé ne peut être envisagée en raison de la nécessité de prendre en compte des dynamiques rapides liées à la variation des charges et de la production PV qui conduiraient à des temps de calcul extrêmement longs. C'est pourquoi la simulation temps réel a été utilisée pour réaliser la validation des algorithmes de ces travaux. Les principes fondamentaux de cette procédure de simulation sont donc rappelés. La mise en œuvre expérimentale a fait appel à un certain nombre d'équipements du laboratoire et cet environnement est également présenté.

Tout d'abord, la validation de la planification opérationnelle 24h à l'avance est abordée au moyen d'une implémentation sur un PC dédié interfacé avec une simulation temps réel du fonctionnement du micro réseau. Le plan de production est calculé par programmation dynamique de l'engagement des générateurs. Différents tests sont faits pour prouver l'efficacité de l'algorithme d'optimisation : sans optimisation et ensuite avec divers critères d'optimisation : minimisation de la quantité du carburant consommée, minimisation de la masse de CO₂ équivalente rejetée dans l'atmosphère et enfin une optimisation multi objectif pour trouver un compromis entre les deux objectifs. Des scénarii sans PV, avec générateurs PV passifs (non-pilotables et sans dispositifs de stockage) et actifs sont reproduits pour montrer l'impact de la flexibilité, offerte par des générateurs actifs et l'efficacité de l'algorithme à optimiser le fonctionnement du système et ceci même en absence de générateurs photovoltaïques.

Ensuite dans les mêmes conditions expérimentales, les capacités de l'algorithme d'ajustement moyen-terme (<1 heure) sont testées. Il s'agit de tester des situations où les fluctuations de l'énergie PV et des charges sont significatives et doivent être compensées par rapport aux prévisions réalisées 24h à l'avance. Dans un premier temps, la compensation par les unités internes de stockage réalisée par le contrôleur local du générateur actif est testée de manière à montrer la participation du générateur actif au maintien des optimums calculés la veille. Ensuite, l'indisponibilité des batteries est envisagée et, dans ce cas, la modification du plan de production des générateurs (références de puissance) par la supervision centrale du micro-réseau est testée.

Enfin, des expérimentations avec un générateur actif et son contrôleur local interfacé au MCEMS à travers un réseau de communication sont présentées. Les modèles des micro-turbines à gaz et les charges ont été simulés en temps réel et raccordés au générateur actif par un amplificateur de puissance. Le but de cette expérimentation est de vérifier que le système électrique avec du matériel réel et un réseau de communication peut assurer une alimentation continue des charges suivant un plan de production réajusté. Grâce à la simulation temps réel, les mêmes situations sont considérées de nouveau avec les mêmes variations dans les valeurs prévues de la puissance PV disponible et de la consommation sont considérées.

4.2. Présentation du micro réseau urbain étudié

L'objectif d'un micro réseau électrique urbain est d'être à même d'alimenter un ensemble de consommateurs domestiques. Le parc de production local est composé de trois micro-turbines à gaz avec des puissances nominales de 30kW, 30kW et 60kW et de 13 maisons équipées de générateurs PV actifs (tels que décrit au chapitre 3, paragraphe 2.2) de puissance crête de 3kW (fig. 4.1).

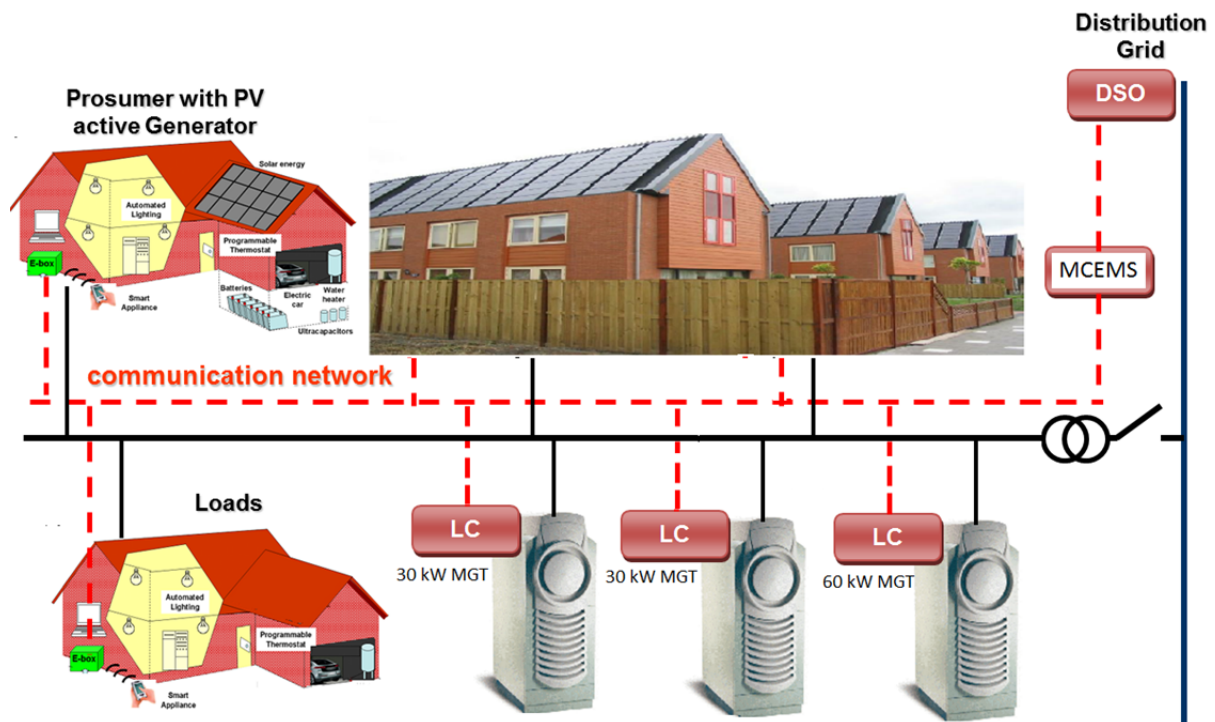


Figure 4.1. Description du micro-réseau étudié

Les générateurs actifs implantés dans les 13 maisons comprennent l'installation PV sur le toit, couplée à travers un bus DC avec des supercondensateurs dimensionnés pour pouvoir substituer la puissance crête de l'installation (3 kW) sur une durée de 12 minutes (dans les limites imposées par l'état de charge des supercondensateurs) et un banc de batteries 106Ah qui constitue une réserve d'énergie. Ces maisons peuvent donc soit consommer de la puissance soit en produire selon une puissance de référence reçue de l'extérieur par un réseau de communication. Chaque générateur actif peut reproduire cette référence de puissance prescrite dans les limites imposées par l'état de charge de ses batteries et supercondensateurs grâce un contrôle local développé dans la thèse de [LU 10] et implémentée dans la « box » énergétique domestique.

Ainsi une coordination de l'ensemble de la production est réalisable par une gestion centralisée de ce micro-réseau (MCEMS, chapitre 2, paragraphe 2.7.1). Cette gestion joue le rôle d'agrégateur entre cette maille du réseau et le gestionnaire du réseau de distribution (chapitre 1, paragraphe 1.6, fig. 1.16). L'objectif global est (toujours) de réaliser l'Equilibre Offre Demande sur cette zone de réglage. Chaque générateur du parc de production local reçoit son plan de production envoyé la veille par le système de supervision centralisé. De par la communication rendue possible et la taille limitée de cet ensemble une interactivité est implémentée par un algorithme d'ajustement chaque $\frac{1}{2}$ heure. Ces grandeurs sont calculées par les algorithmes de gestion sur le long et moyen terme, présentés dans le chapitre précédent.

Le MCEMS est exécuté sur un système de supervision distant (dispatching du micro-réseau, fig. 4.1) qui calcule la planification opérationnelle du système 24h à l'avance et envoie les références de puissance aux générateurs toutes les 30 minutes, suivant les algorithmes détaillés dans le chapitre 3. En cas de déviations dans la courbe de charge et la production PV prédites une heure en avance, par rapport aux prédictions 24h à l'avance, l'algorithme de gestion moyen terme (réduction de l'incertitude, chapitre 3) intervient pour modifier les références de puissance. La communication entre le MCEMS et les générateurs est faite à travers réseau de communication utilisant le protocole de communication Modbus.

4.3 Moyens expérimentaux mis en œuvre

4.3.1 Méthodologie expérimentale par simulations temps réel

Le développement de nouveaux équipements pour la gestion des réseaux électriques passe par la validation d'un prototype comprenant à la fois une partie algorithmique de contrôle ou de supervision (appelé algorithme de pilotage) et une partie matérielle (Hardware). Les différentes étapes de la validation expérimentale à partir de modèles purement virtuels jusqu'à leur application sur un prototype réel comprennent des simulations en temps différés pour valider le dimensionnement, l'algorithme de pilotage, les performances et éventuellement pour les affiner ainsi que des simulations en temps réel (fig. 4.2).

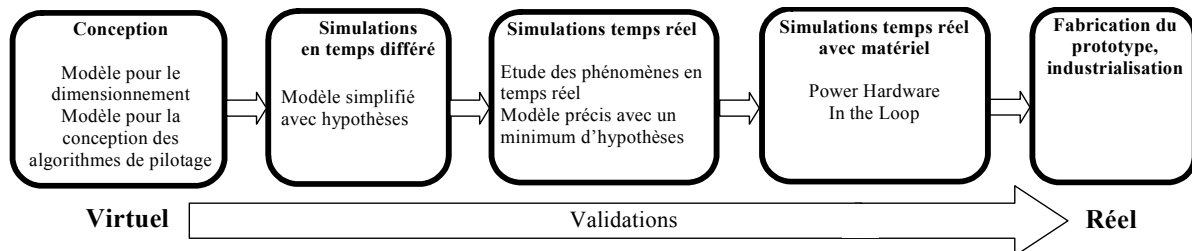


Figure 4.2. Les étapes de la validation expérimentale [Bac 08]

La simulation temps réel est une technique permettant l'étude, la mise au point et le test d'un matériel expérimental dans son environnement d'utilisation qui est reproduit en temps réel par émulation ou simulation [Ocn 08].

Cette approche offre de nombreux avantages que d'autres méthodes de tests et d'analyse n'apportent pas. Ainsi, l'étude d'un équipement expérimental réel peut être investiguée par un grand nombre d'expérimentations en toute sécurité et dans des conditions précises de scénarii réels. Ces derniers étant simulés, une grande flexibilité des scénarii est rendue possible. Le comportement des machines électriques, appareillages électroniques et réseaux électriques en temps réel, est pris en compte en simulant des conditions d'exploitation ou de défaillance réelles.

L'intérêt est aussi de comparer les résultats de simulation réalisée en temps différé avec hypothèses (sur Matlab/Simulink) avec ceux, obtenus avec du vrai matériel dans la boucle de simulation temps réel incluant leurs performances. La réponse transitoire et les caractéristiques de type non linéaires et non stationnaires sont prises en compte, de même, l'identification de défauts cachés sur l'équipement expérimental est possible.

De plus, les simulateurs en temps réel reposent sur la mise en parallèle de l'exécution de codes de simulation sur des processeurs distincts. Ils offrent ainsi une puissance de calcul beaucoup plus grande qu'un ordinateur de bureau.

Les simulateurs temps réel se divisent en trois types: analogique, numérique et hybride.

L'environnement d'un simulateur analogique est constitué d'équipements réels de dimension réduite utilisés comme émulateurs. Ces dernières années, l'intérêt de simulateurs purement analogiques a diminué, car ils sont encombrants et difficiles à faire évoluer étant donné l'utilisation de nombreux équipements analogiques.

Les simulateurs en temps réel numériques ou encore Hardware In the Loop (HIL) utilisent des processeurs numériques dédiés, généralement en parallèles et ont un temps de simulation inférieur au temps physique. Le pas de calcul est fixe et sa valeur est inférieure à la plus petite constante de temps du système simulé pour assurer la précision indispensable du modèle. En les interfaçant avec des convertisseurs analogiques/numériques, l'exécution des

algorithmes de commande ou de supervision sur leur processeurs (DSP, FPGA, microcontrôleur, PC, ...) peuvent être testés et validés (fig. 4.3 a). Cette approche permet de prendre en compte le comportement de l'algorithme de pilotage dans des conditions proches de la réalité et, enfin, de déterminer des limites d'exploitation et de sécurité de l'objet.

Les simulateurs hybrides ou Power Hardware In the Loop (PHIL) sont constitués d'une partie simulée numériquement dont certains signaux sont convertis sous forme analogique (généralement $\pm 10V$, $< 50mA$), amplifiés et donc recréés à l'identique pour être utilisés dans les conditions de la simulation (fig. 4.3b). L'équipement réel est raccordé à cet amplificateur et est instrumenté par des capteurs pour rendre compte de son comportement au simulateur temps réel. L'intérêt est de rapprocher les conditions de test aux conditions réelles d'exploitation de l'objet, toutefois en minimisant le risque de détruire l'objet étudié ou d'autres éléments du système et de diminuer considérablement le temps et les ressources nécessaires pour développer un prototype.

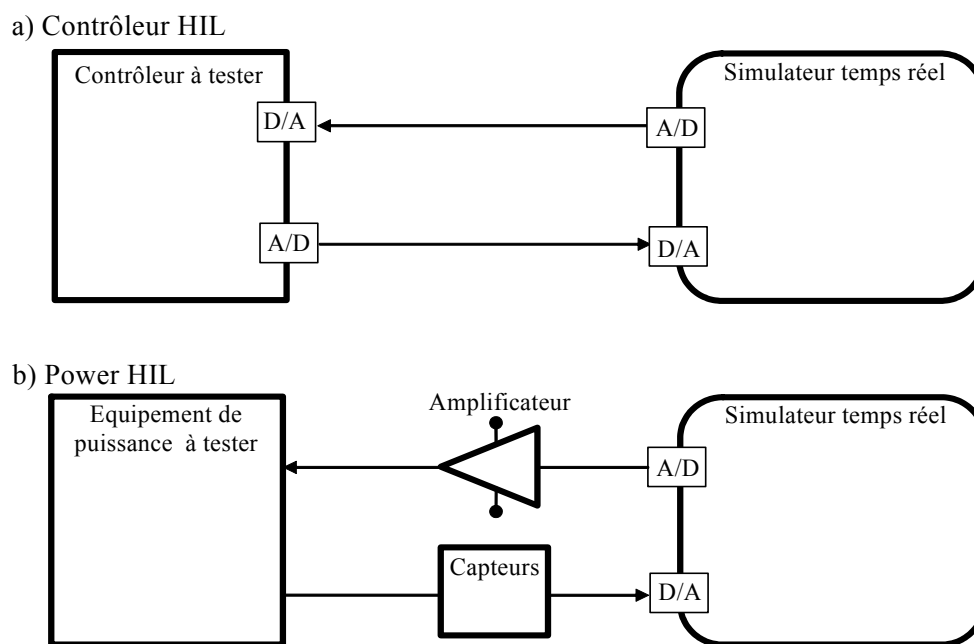


Figure 4.3. Comparaison entre Contrôleur HIL et Power HIL

4.3.2 La plate-forme "Energies réparties" du L2EP

Cette plateforme a été mise en place par l'équipe Réseaux du L2EP afin de pouvoir tester en situation réelle des algorithmes innovants de gestion de réseaux électriques en utilisant notamment un réseau de communication et un simulateur temps-réel. Elle permet d'étudier le comportement de différentes architectures de réseau avec différents types de sources d'énergie à tous les niveaux du réseau électrique. Elle est aussi utilisée dans le cadre de recherches portant sur la coordination de la production de sources d'énergie de natures différentes.

La plateforme réunit un ensemble de dispositifs technologiques dédiés à la production, distribution, usages de l'énergie et technologies permettant la gestion de l'énergie: des sources de production (centrale photovoltaïque avec une puissance crête de 17,3 kW_c, un prototype de générateur actif, une cogénération à base d'une micro turbine à gaz de 17kW thermique et 3kW électrique), des dispositifs de stockage d'énergie (supercondensateurs, batteries, stockage inertiel) et des charges et des dispositifs d'émulation statique ou dynamique de différents types (émulateur éolien, émulateur d'une pile à combustible, etc.) (fig. 4.4).

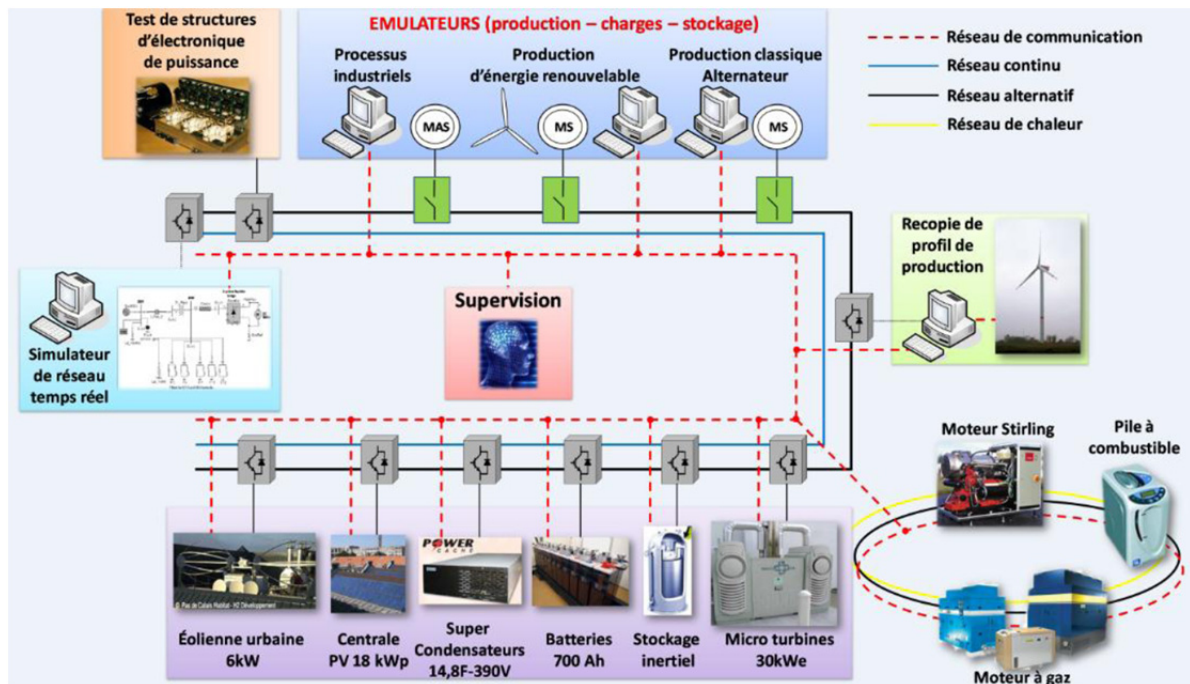


Fig. 4.4. Synoptique de la plateforme technologique « Energies reparties »

Un simulateur hybride temps réel RT-LAB[®], développé par Opal-RT Technologies (Montréal, Canada) est intégré dans cette plateforme (fig. 4.5). C'est un simulateur, de type multiprocesseur avec sept cœurs en parallèle afin d'avoir des temps de calcul très faibles et inférieurs au dynamiques des phénomènes étudiés dans le domaine des réseaux électriques. Ce simulateur peut être interfacé avec des équipements réels à travers trois amplificateurs de puissance pour réaliser des applications HIL et PHIL. De cette manière, la simulation et l'émulation de différentes topologies de réseau incorporant différentes sources de production et de matériels expérimentaux sont rendues possibles.



a) Calculateur RT-LAB[®] à cœurs parallèles b) Amplificateur de puissance (2 x 15kVA)

Fig. 4.5. Matériel utilisé pour réaliser la simulation en temps réel par PHIL

Un système de supervision PcVue est utilisé pour implémenter un SCADA qui assure la gestion, le contrôle et le réglage à distance des sources de production d'énergie et des charges

pilotables (fig. 4.6). Ce SCADA concentre les données et centralise le pilotage du réseau, permet la visualisation de l'état du réseau électrique et implante les parties logicielles du MCEMS. La communication entre les différents équipements de cette plate-forme est assurée par un protocole de communication "OPC".

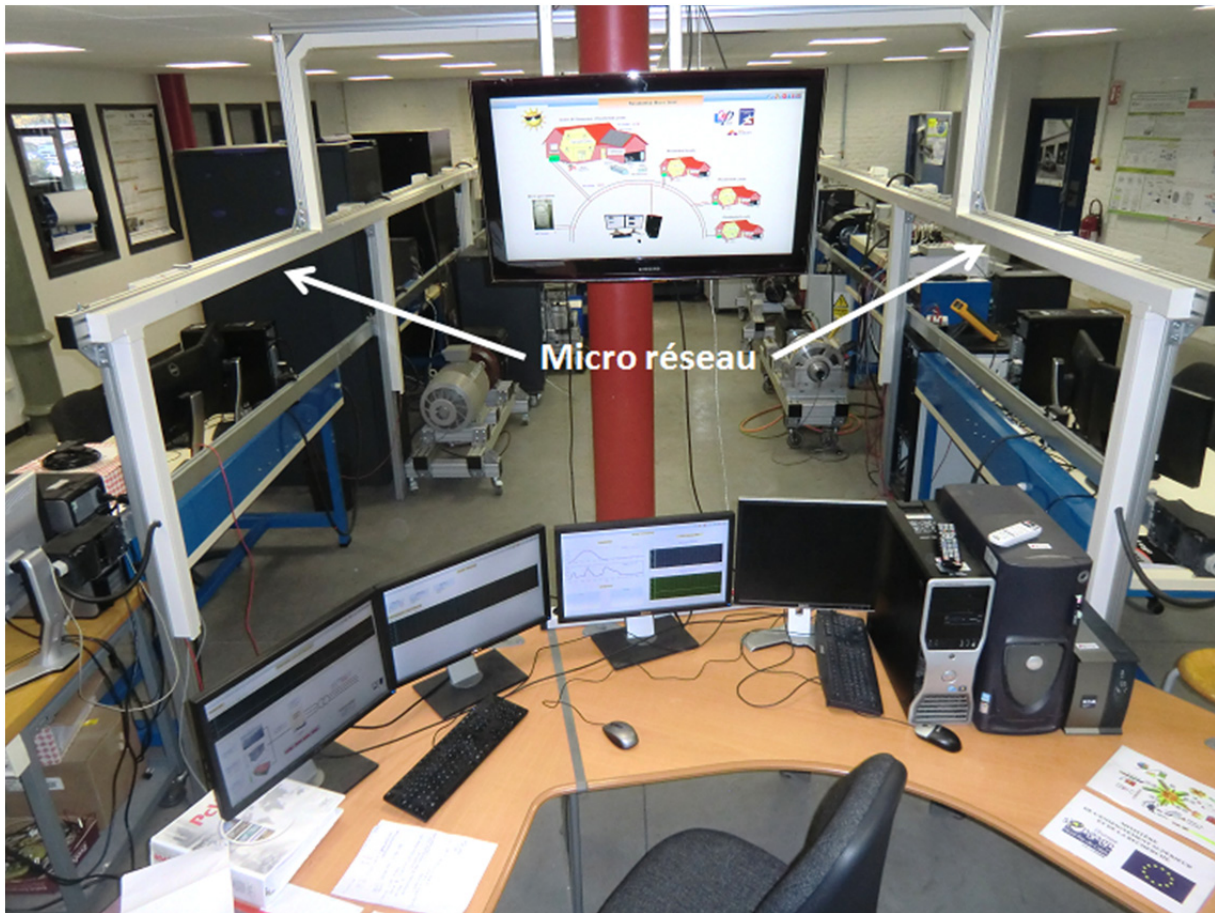


Fig. 4.6. SCADA du MCEM (MGCC)

4.3.3. Mise en œuvre expérimentale

Pour pouvoir comparer les résultats des différents scénarii et algorithmes de gestion proposés, les mêmes courbes prévisionnelles de la consommation et de la production PV doivent être considérées (fig. 4.7 et fig. 4.8). La demande en électricité a un profil typique et une puissance crête totale de consommation de 110kW.

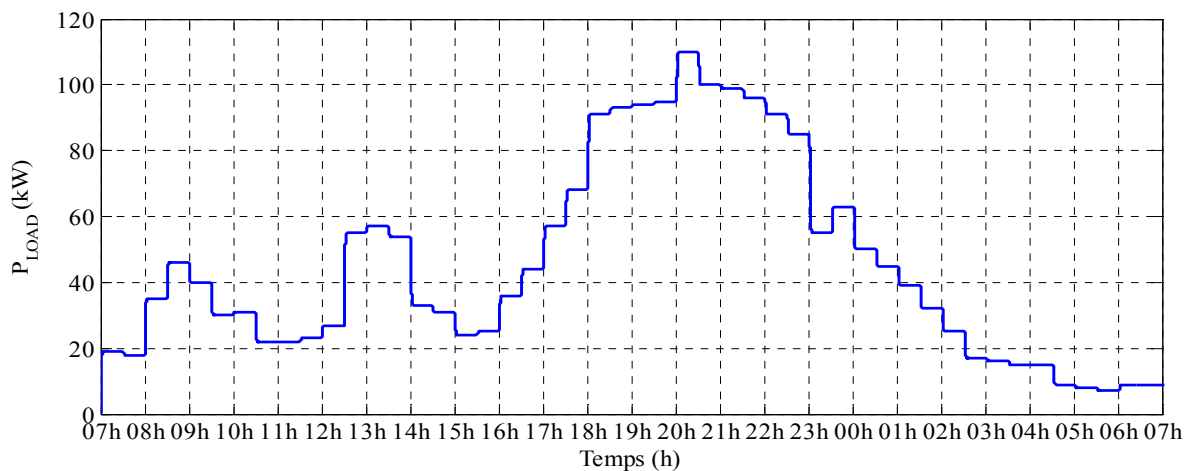


Fig. 4.7. Courbe prévisionnelle de la consommation (\tilde{P}_{Load_24h} en kW)

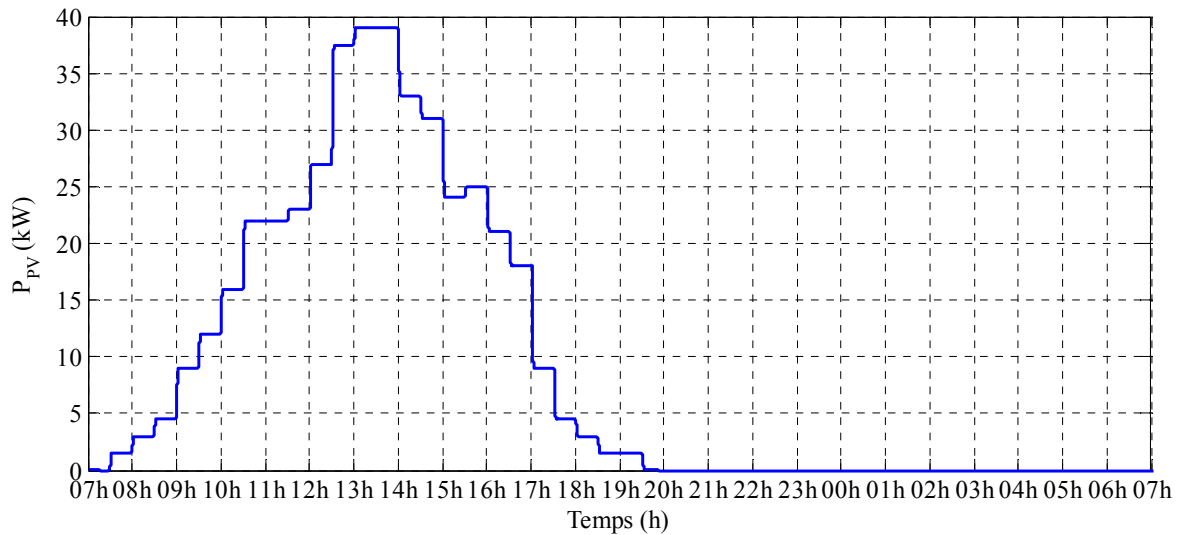


Fig. 4.8. Courbe prévisionnelle de la somme des puissances générées par tous les installations PV des générateurs actifs ($\tilde{P}_{PV_24h_n}$ en kW)

Les 24 heures sont discrétisées en 48 périodes de 30min chacune. Les références de puissance générée, envoyées aux micro-turbines à gaz et aux générateurs actifs seront mises à jour toutes les 30 minutes. Etant donné la proximité des installations PV entre elles, il est supposé que toutes reçoivent la même irradiation solaire et génèrent la même puissance. C'est pour cette raison que, pour la présentation des résultats propres aux générateurs actifs, leurs références seront groupées en considérant un unique générateur actif équivalent. Bien sûr, chaque installation a son propre algorithme de MPPT et il peut y avoir des différences entre la puissance générée par l'installation PV et la référence reçue. Ces déviations internes au générateur sont gérées par leurs contrôleurs locaux en exploitant les unités de stockage.

4.4. Validation expérimentale de la planification 24h à l'avance

4.4.1. Objectifs

Dans cette partie, la fonctionnalité de l'algorithme de planification opérationnelle par programmation dynamique est testée. Les scénarii expérimentés visent d'abord à étudier l'impact du raccordement de la production PV passive sur le plan de production conventionnel. Ensuite, l'effet d'une optimisation sur les points de fonctionnement des turbines à gaz est testé. Enfin, l'apport des générateurs actifs sur les indicateurs économiques et environnementaux est évalué.

4.4.2. Protocole expérimental de validations par HIL

La représentation schématique du matériel utilisé pour réaliser les premières validations des algorithmes du MCEMS exécutés sur un PC distant est montrée à la fig. 4.9. Les modèles des générateurs actifs, des trois micro-turbines à gaz incluant les contrôleurs locaux, des charges et du transformateur qui assure le couplage du micro-réseau au réseau de distribution sont exécutés dans le simulateur RT-LAB. La modélisation du générateur actif est détaillée dans la thèse de Di LU [Lu 10], le modèle d'une micro turbine à gaz est détaillé dans le chapitre 2 et un modèle de groupe diesel est utilisé pour simuler l'inertie du micro-réseau lors des transitoires de la fréquence et tension. Ce dernier est détaillé dans les travaux de Peng Li [Li 09] et aussi rappelé dans l'annexe I. Le pas de calcul du simulateur RT-Lab est de 0,1 ms.

Le MCEMS est exécuté sur le système de supervision distant (SCADA du micro-réseau, fig. 4.9) qui calcule la planification opérationnelle du système et envoie les références de puissance aux générateurs toutes les 30 minutes, suivant les algorithmes détaillés dans le chapitre 3. Le contrôleur central (MGCC) est implémenté sur un ordinateur, équipé avec un logiciel SCADA (PCView) et les algorithmes de pilotage du micro-réseau sont exécutés dans l'environnement Matlab/Simulink, codés en langage basé sur C++.

En cas de variations entre la charge et la production PV prédites 24h à l'avance et celles disponible une heure en avant, l'algorithme de gestion moyen terme (réduction de l'incertitude, chapitre 3) intervient pour modifier les références de puissance. Un bus de communication, utilisant le protocole Modbus est utilisé pour la communication entre le contrôleur central et les contrôleurs locaux des générateurs.

Les fluctuations rapides (instantanées) de la puissance générée par les installations PV et de la courbe de charge sont compensées par le réglage primaire, intégré dans les contrôleurs locaux des générateurs.

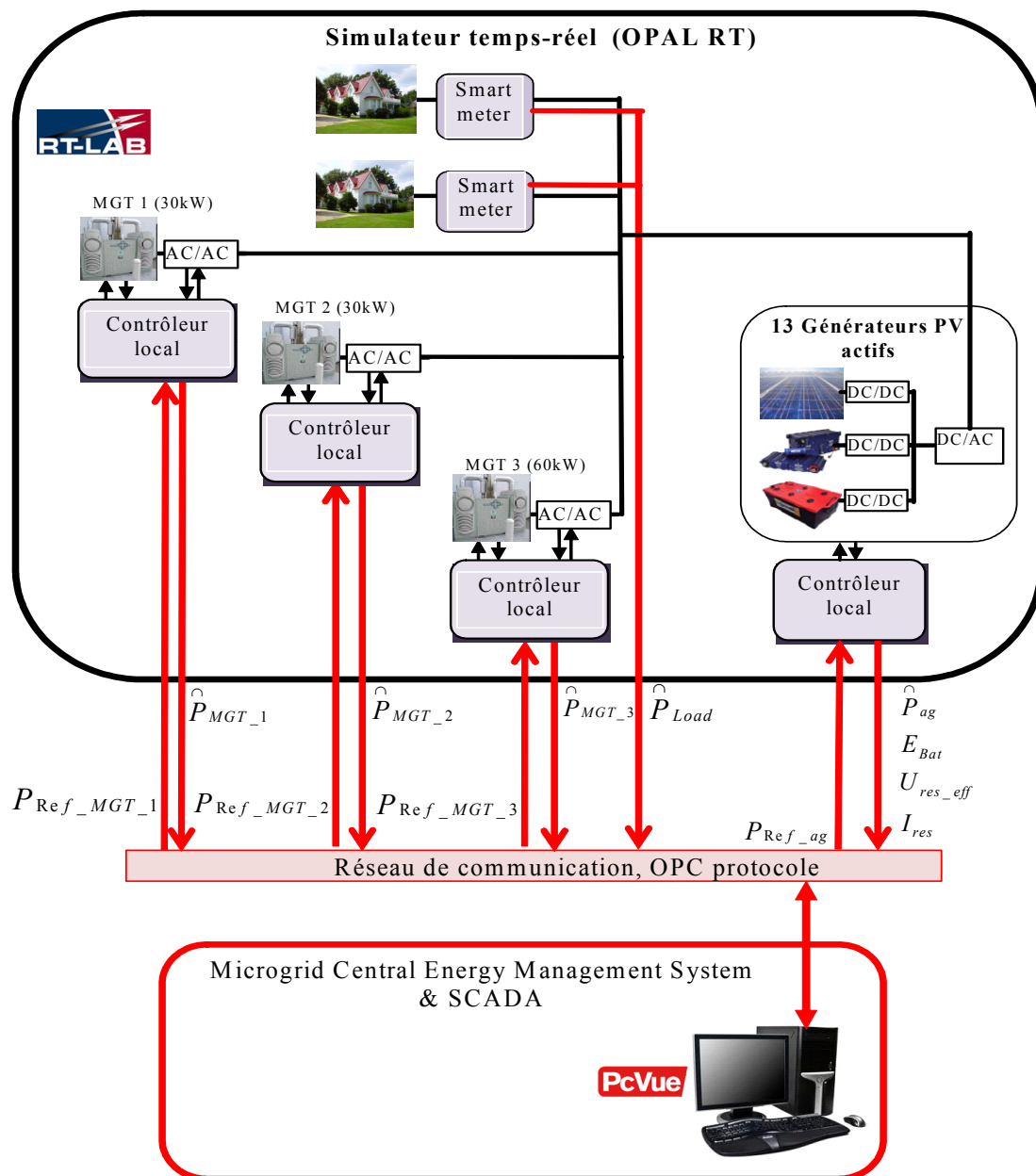


Fig. 4.9. Test du MCEMS interfacé avec le simulateur temps réel RT-Lab

4.4.3. Stratégie sans optimisation de la planification opérationnelle

Le premier scénario servira de référence et repose sur l'utilisation de trois micro turbines à gaz pour alimenter les charges du réseau. Aucune production PV n'est raccordée.

La stratégie de planification opérationnelle consiste à répartir la charge estimée 24h à l'avance sur les références de puissance des micro-turbines proportionnellement à leurs puissances nominales. La micro-turbine à gaz MGT1 (30kW) est la source principale et fonctionne durant toute la période de 24h. Les micro-turbines MGT2 (30kW) et MGT3 (60kW) sont utilisées quand la puissance, consommée par les charges, excède 30kW.

Les résultats permettent d'obtenir des données de référence sur un cas basique et de les comparer (plus tard) aux résultats, obtenus après une optimisation du fonctionnement du système. Les figures 4.10, 4.11 et 4.12 montrent les puissances générées par chaque micro-turbine.

Pour réaliser les analyses, la caractéristique du rendement en fonction de la puissance générée de la micro-turbine à gaz 1 et sa caractéristique du coût des émissions de CO₂ équivalent, sont présentées fig. 4.13 et 4.14. Les mêmes caractéristiques sont présentées sur les fig. 4.16, 4.17, 4.18 et 4.19 pour les deux autres micro-turbines. Les répartitions des points de fonctionnement des trois micro-turbines montrent de nombreux points de fonctionnement à faible rendement et fort taux d'émission (figures 4.15, 4.18 et 4.21).

Le coût du carburant consommé et les émissions du CO₂ équivalent sont présentés fig. 4.22 et 4.23. Le coût du carburant consommé par les générateurs pour les 24 heures étudiées est de 189,75 euros et le coût des émissions de CO₂ équivalent est de 58,66 euros. Cela fait un coût total de fonctionnement du système sans optimisation de 248,41 euros.

Sur la figure 4.24 est présentée la référence de puissance de la micro turbine 1 (30kW) et la puissance générée. La micro turbine suit sa référence de puissance avec un retard d'environ 30 secondes, lié à la constante de temps de la micro turbine.

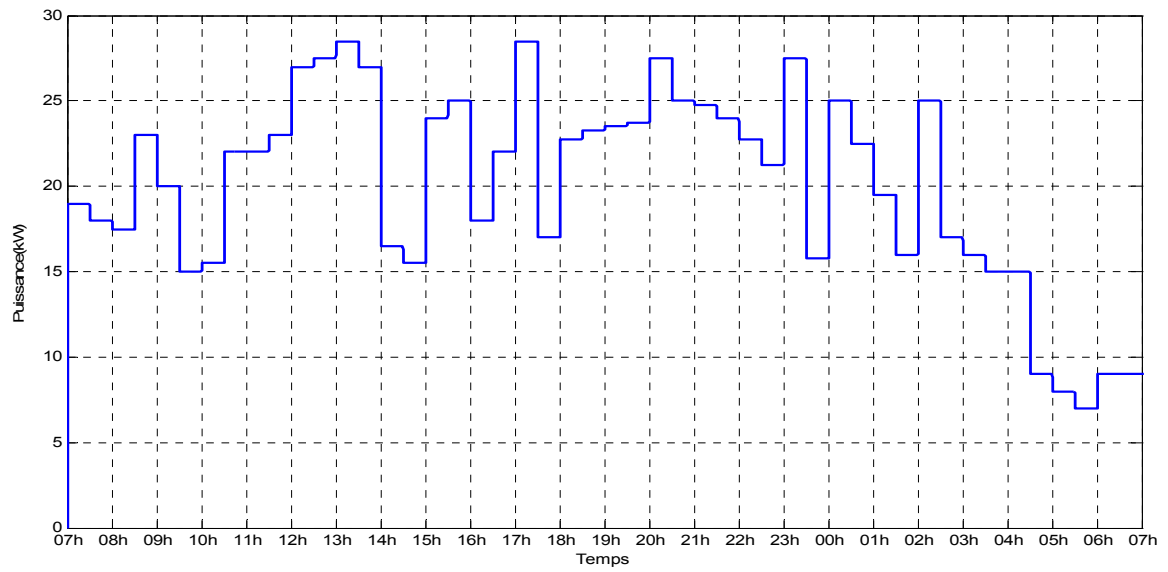


Fig. 4.10. P_{MGT_1}

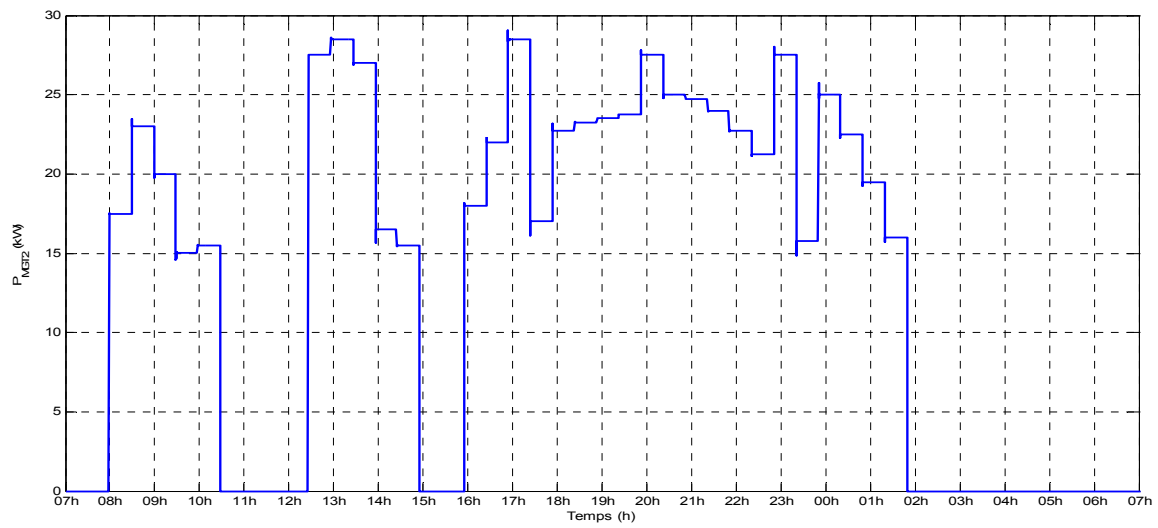


Fig. 4.11. P_{MGT_2}

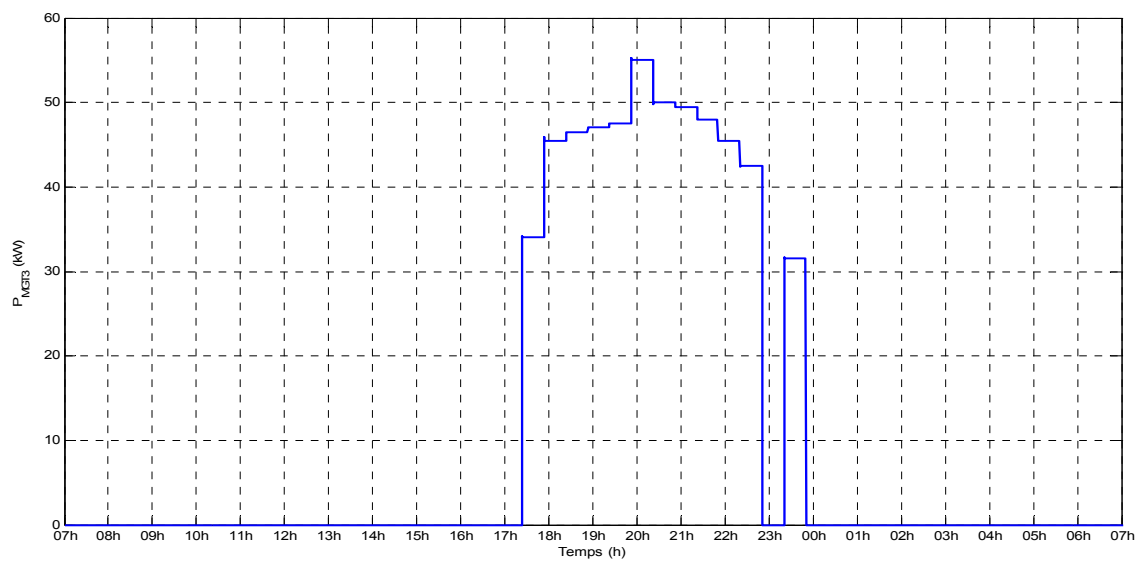


Fig. 4.12. P_{MGT_3}

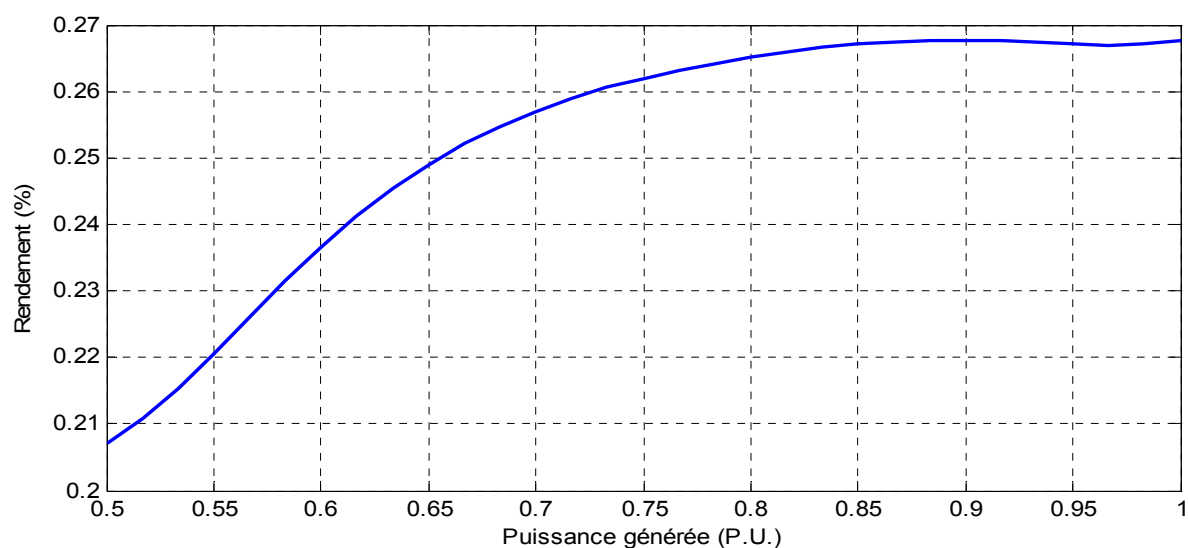


Fig.4.13. Caractéristique du rendement en fonction de la puissance générée de la micro-turbine à gaz 1 (30kW)

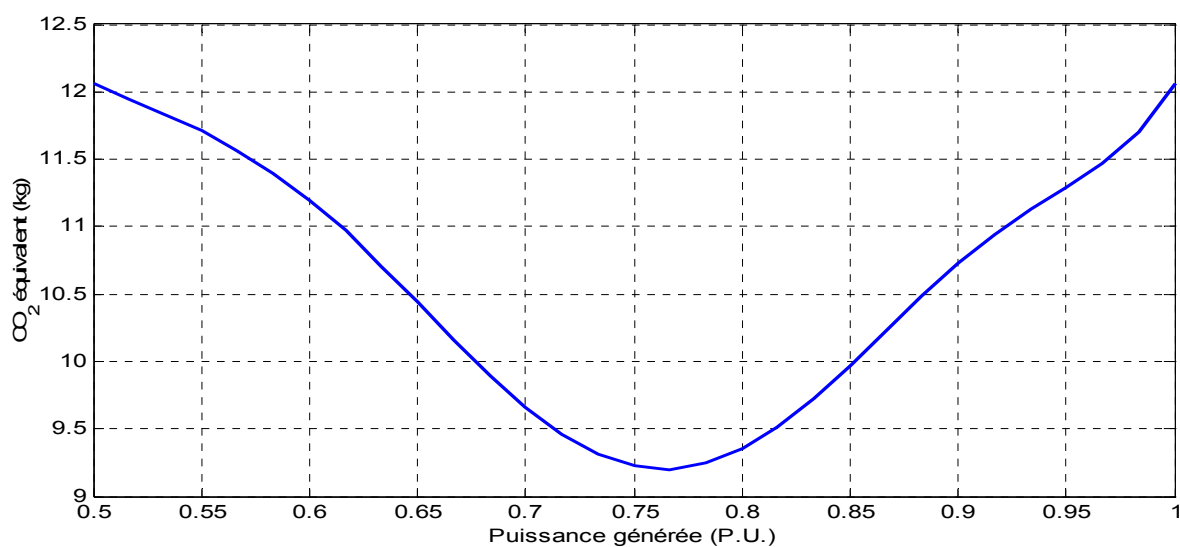


Fig. 4.14. Caractéristique des émissions de CO₂ équivalent en fonction de la puissance générée de la micro-turbine à gaz 1 (30kW)

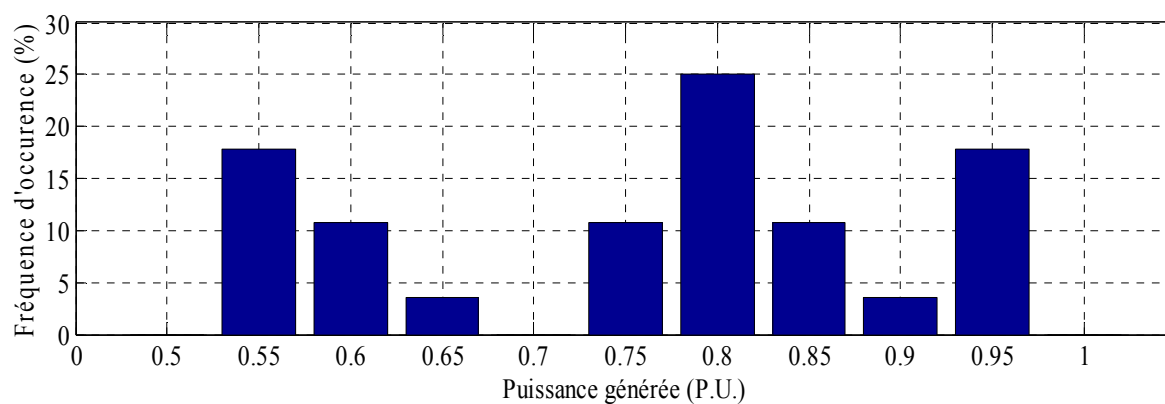


Fig. 4.15. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 1 (30kW)

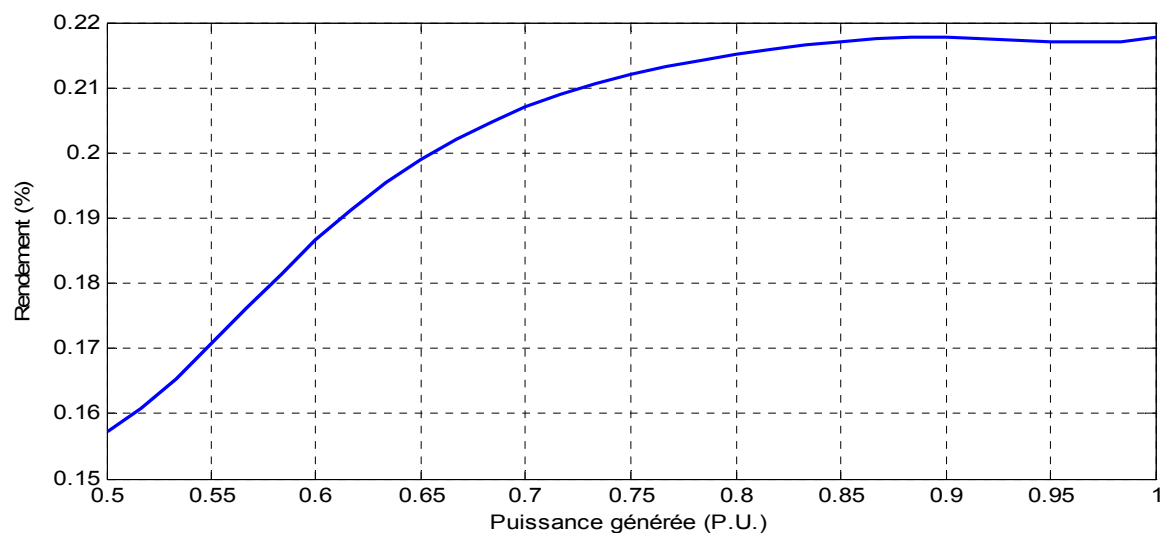


Fig.4.16. Caractéristique du rendement en fonction de la puissance générée de la micro-turbine à gaz 2 (30kW)

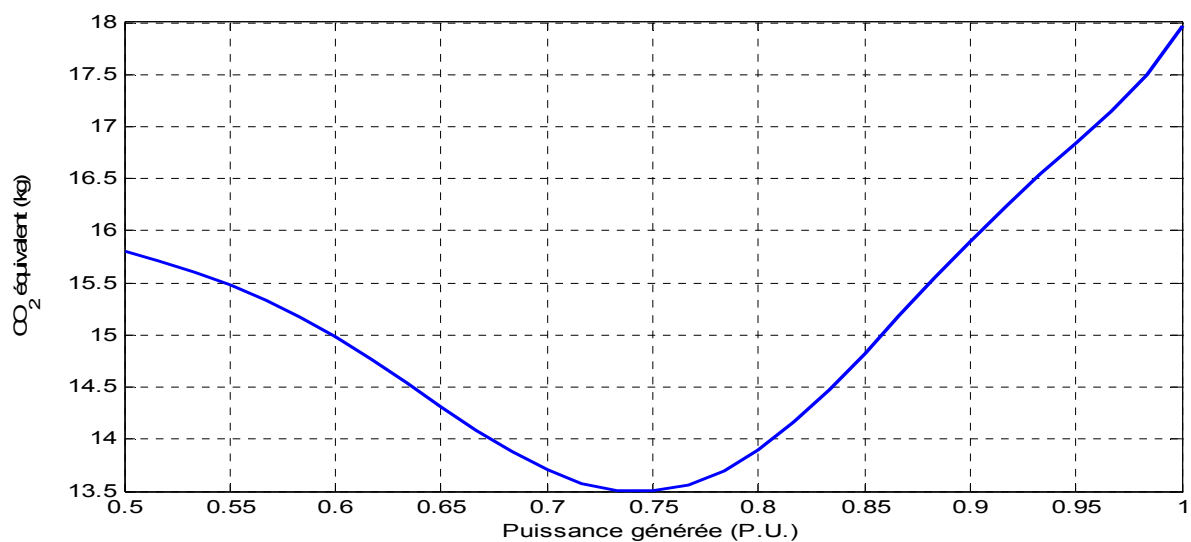


Fig. 4.17. Caractéristique des émissions de CO2 équivalent en fonction d'une puissance constante générée durant 30 minutes par la micro-turbine à gaz 2 (30kW)

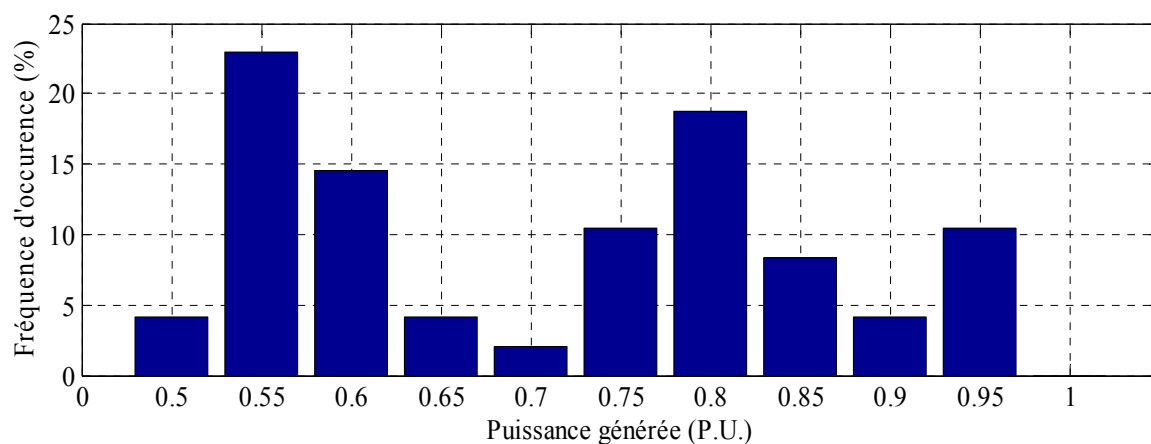


Fig. 4.18. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 2 (30kW)

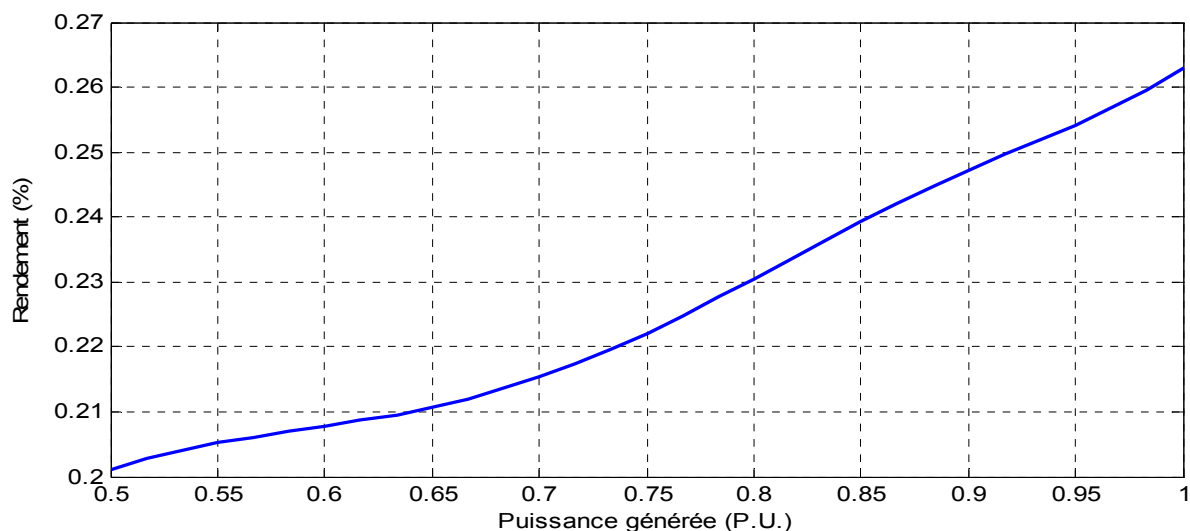


Fig.4.19. Caractéristique du rendement en fonction de la puissance générée de la micro-turbine à gaz 3 (60kW)

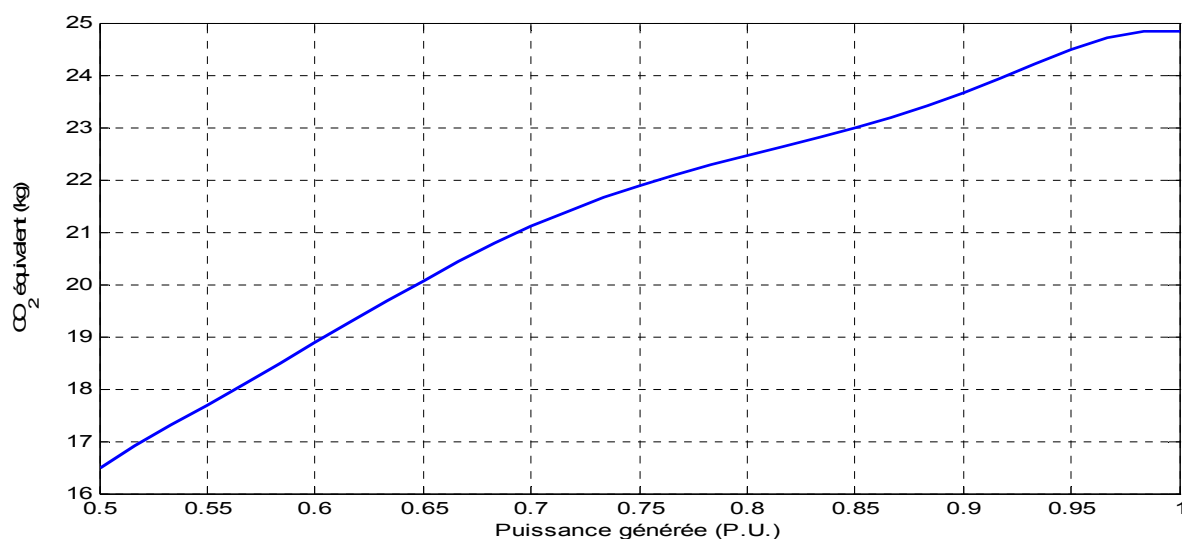


Fig. 4.20. Caractéristique des émissions de CO₂ équivalent en fonction d'une puissance constante générée durant 30 minutes par la micro-turbine à gaz 3 (60kW)

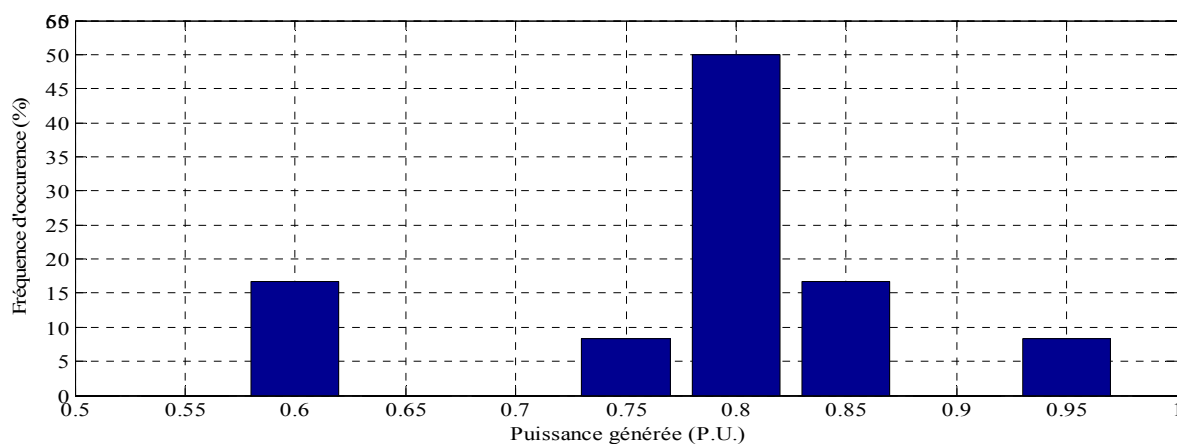


Fig. 4.21. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 3 (60kW)

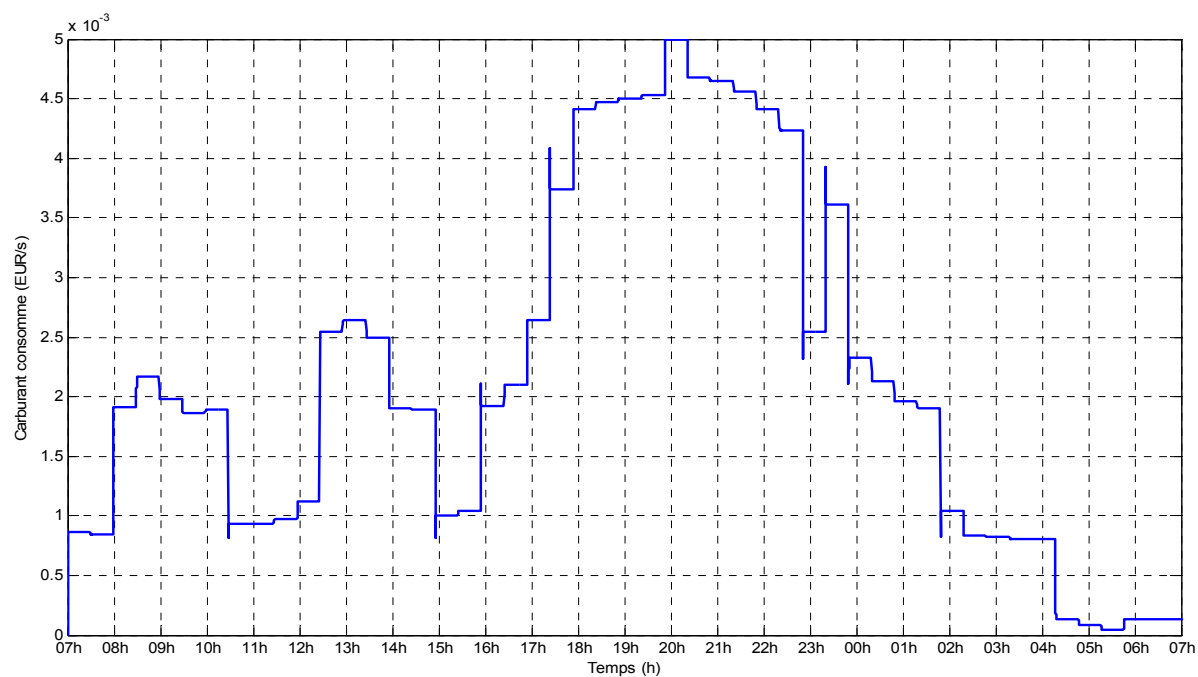


Fig. 4.22. Carburant consommé (euro centimes/s)

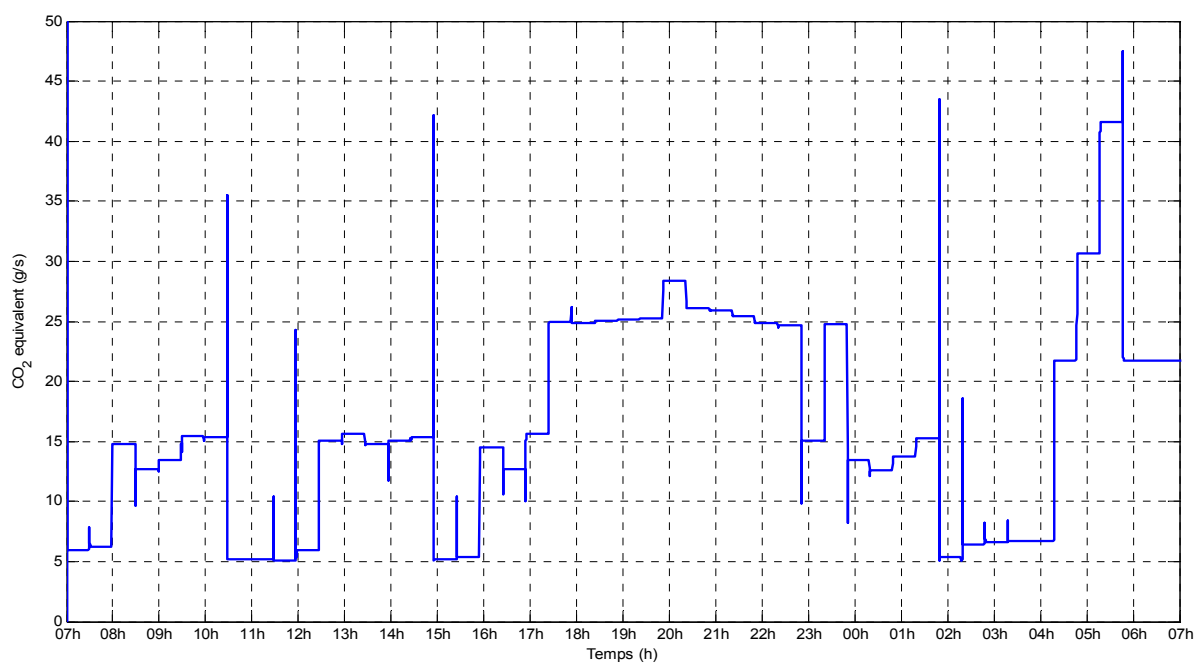


Fig. 4.23. Emissions de CO₂ équivalent (g/s)

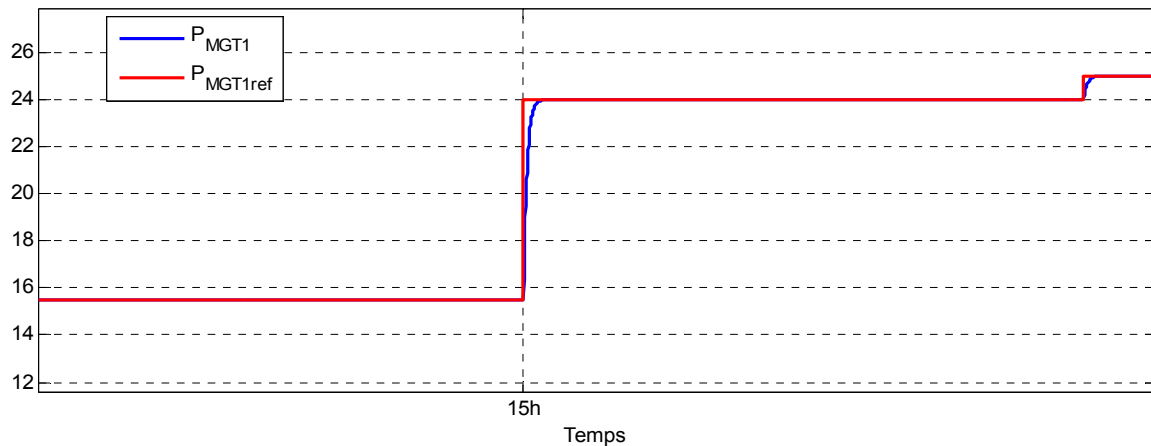


Fig. 4.24 P_{MGT_1} et $P_{ref_MGT_1}$

4.4.4. Impact du raccordement de la production PV

On considère l'arrivée de producteurs PV conventionnels passifs dont la prévision présentée à la fig. 4.8 montre des taux possibles de couverture de la charge (par exemple entre 14h00 et 16h00).

La répartition de la charge entre les micro-turbines à gaz repose sur la même stratégie que le cas précédent: le système de supervision (MCEMS) donne des références de puissance générée aux micro-turbines, proportionnelles à leurs puissances nominales. Pour les fluctuations infra-horaires, c'est le réglage primaire de fréquence qui assure la stabilité du système.

Les puissances, générées par les trois micro-turbines sont présentées sur les figures 4.25, 4.26 et 4.27. Conformément à la stratégie (proportionnelle) de répartition de puissance entre turbines, les puissances sont diminuées proportionnellement à leur puissance nominale lorsque la puissance PV est disponible. Des transitoires sur la puissance générée par les micro-turbines sont dus au réglage primaire. La différence avec les simulations du cas précédent est la présence de production PV, qui génère de la puissance entre 07 :30 et 19 :30 et donc la charge qui doit être répartie entre les micro-turbines à gaz est égale à la charge totale moins la puissance cumulative générée par les installations PV. Des variations de la fréquence et de la tension efficace du micro-réseau sont également observées (fig. 4.28 et 4.29).

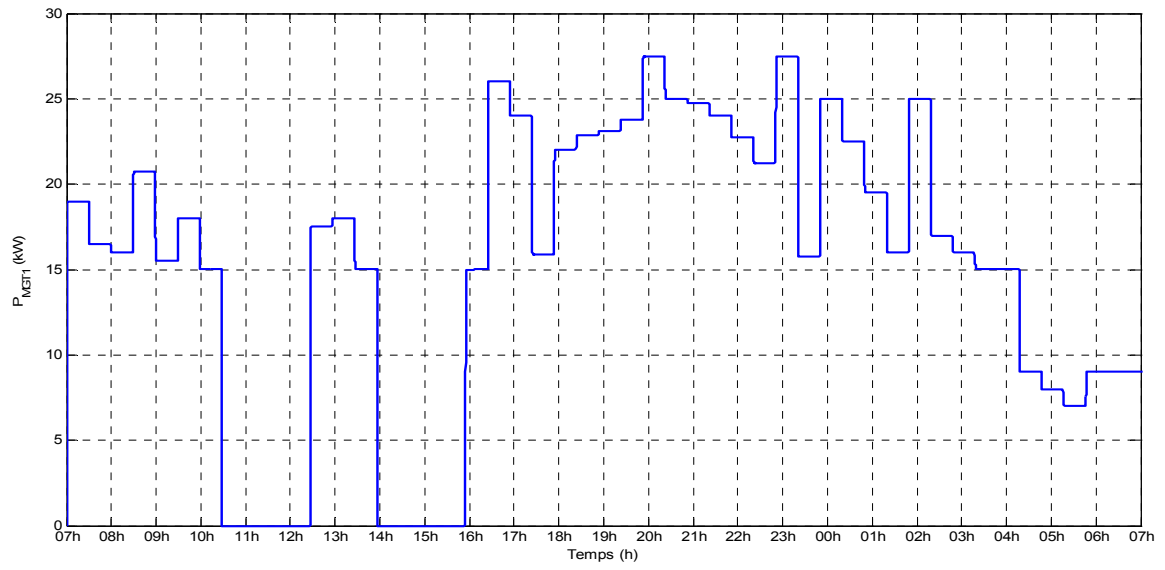


Fig. 4.25. P_{MGT_1}

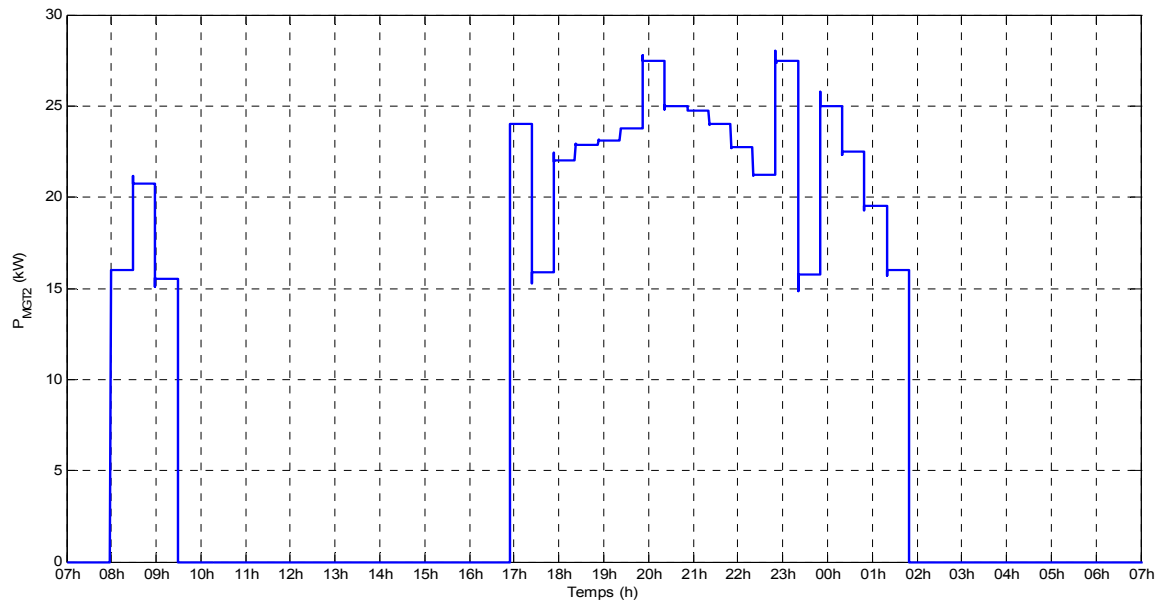


Fig. 4.26. P_{MGT_2}

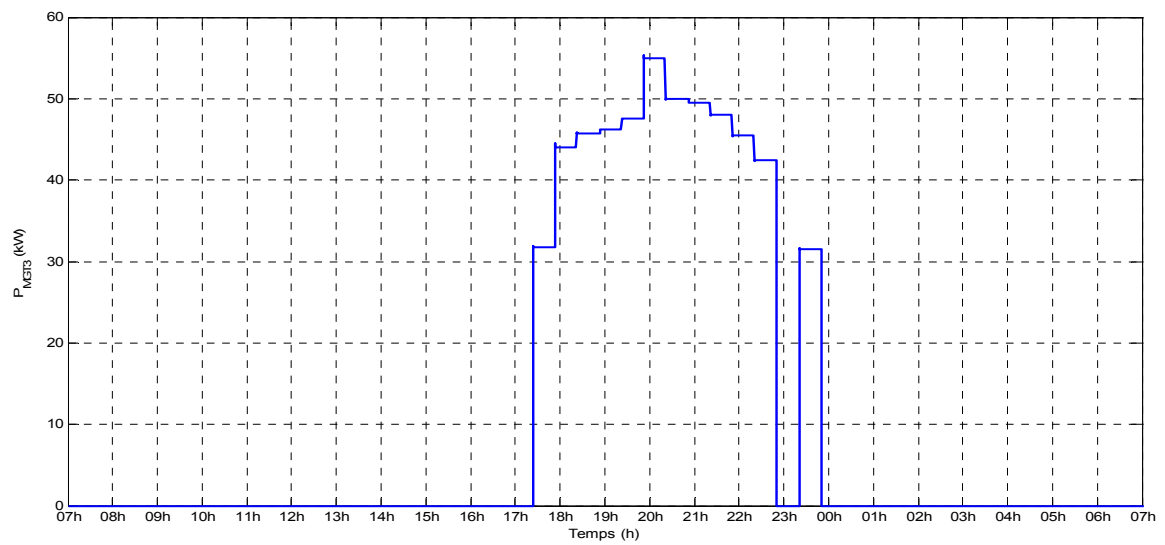


Fig. 4.27. P_{MGT_3}

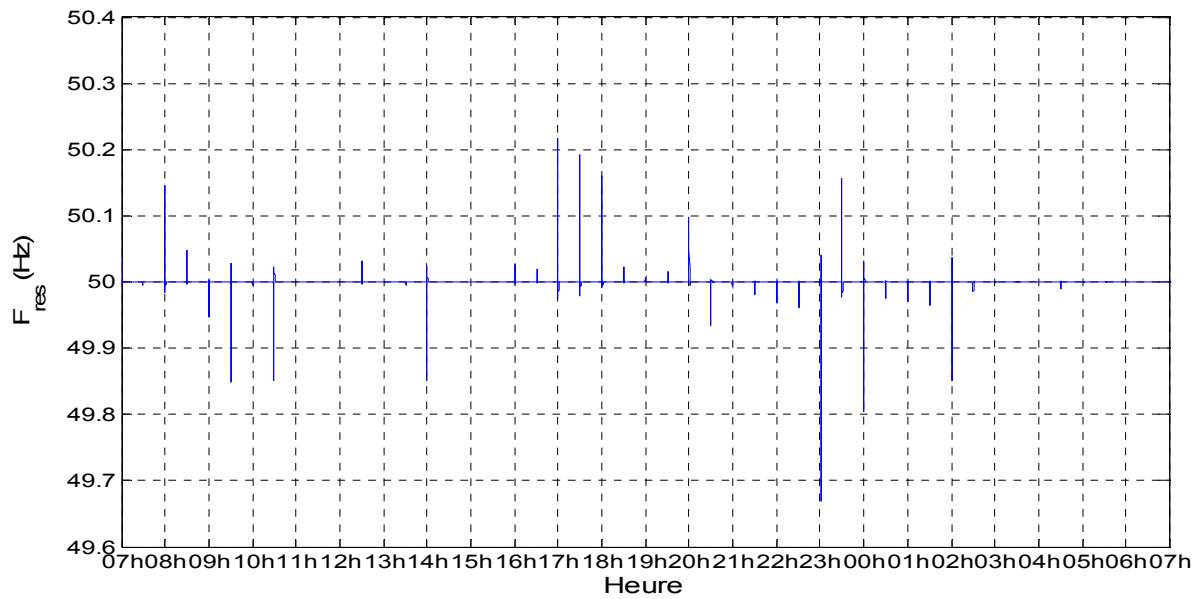


Fig. 4.28. Fréquence réseau

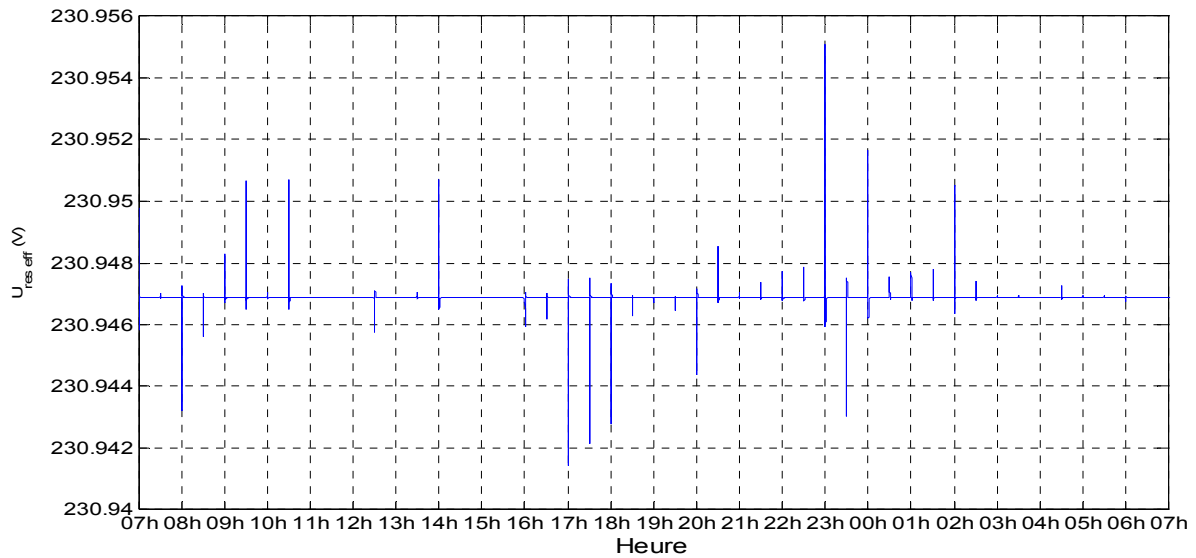


Fig. 4.29. Tension efficace du réseau

L'analyse de la répartition des points de fonctionnement (figures 4.30, 4.31 et 4.32) montre une plus grande sollicitation des turbines 1 et 2 pour fournir de faibles puissances (0,5 pu et 0,55 pu). La turbine 3 est peu affectée.

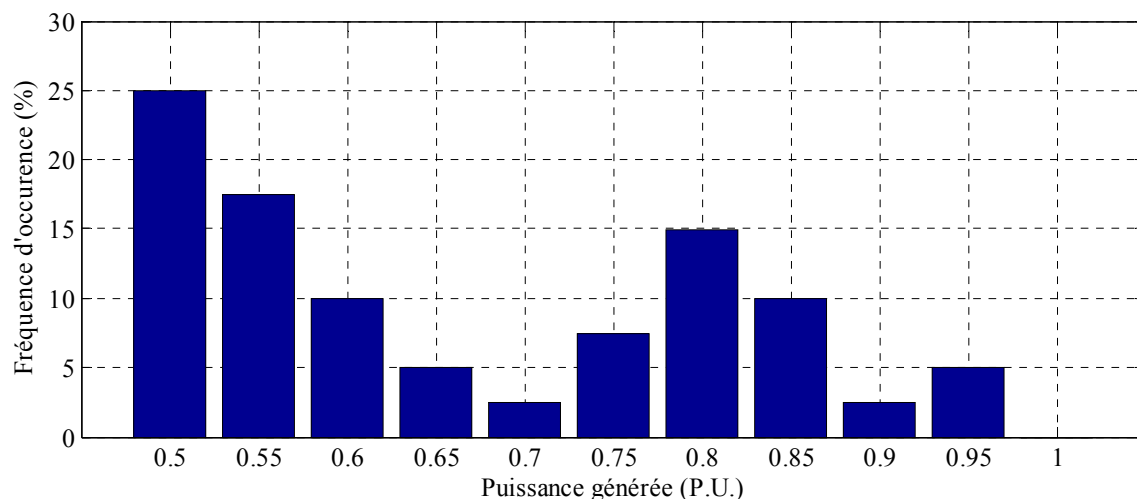


Fig. 4.30. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 1 (30kW)

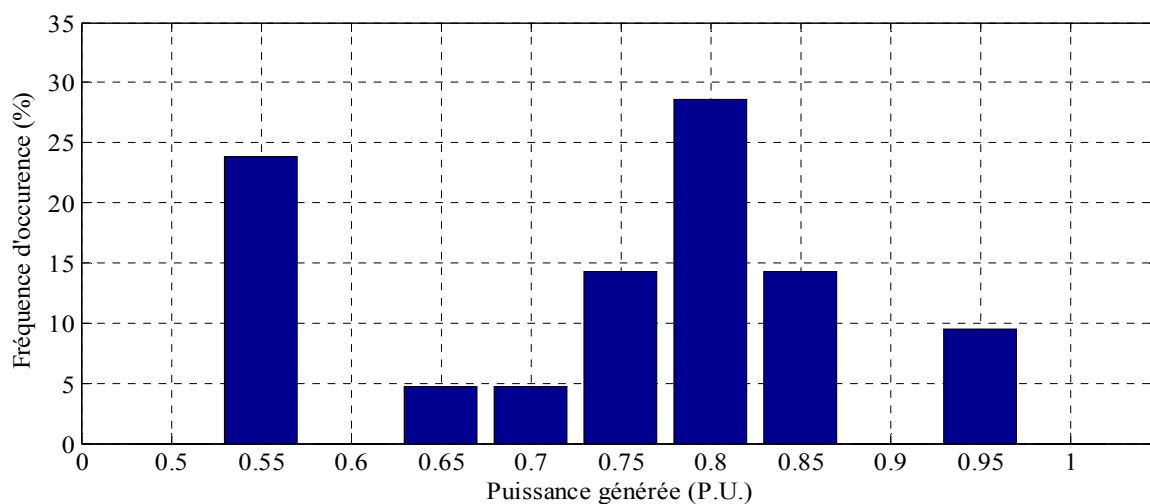


Fig. 4.31. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 2 (30kW)

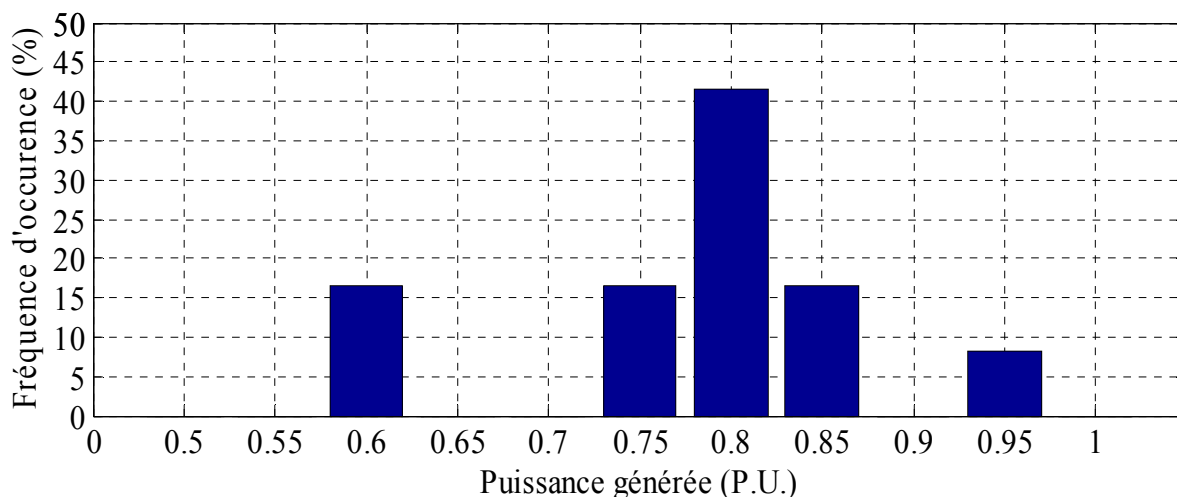


Fig. 4.32. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 3 (60kW)

Sur les figures 4.33 et 4.34 sont présentés le coût du carburant consommé par le système (en euro centimes par seconde) et la quantité de CO₂ équivalent rejetée par le système (en g/seconde). Des crêtes, observées sur ces figures sont dues aux transitoires lors de l'accélération et décélérations des micro-turbines à gaz, passant par des régimes de

fonctionnement avec une consommation du gaz et émissions polluantes plus élevées que pendant le régime établi. En effet, seules les turbines à gaz participent au réglage primaire. Le coût du carburant consommé par les générateurs pour les 24 heures étudiées est de 153 euros et le coût des émissions du CO₂ équivalent est de 50,03 euros. Cela fait un coût total du fonctionnement du système sans optimisation de 203,03 euros.

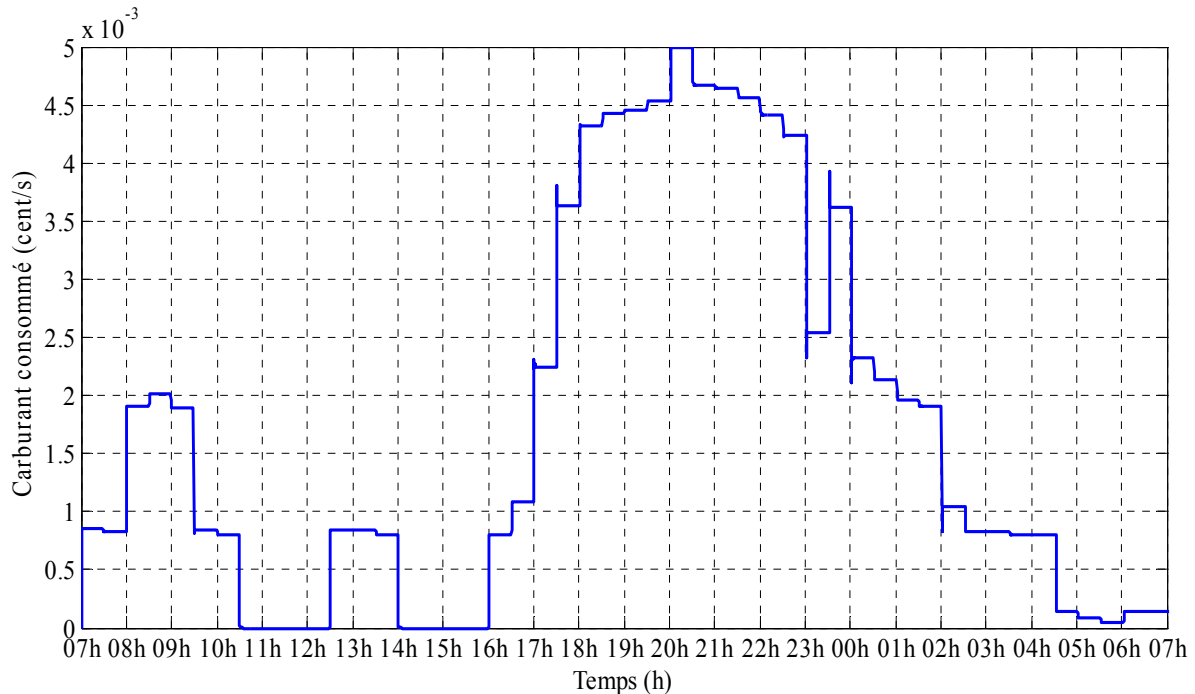


Fig. 4.33. Carburant consommé (cent/s)

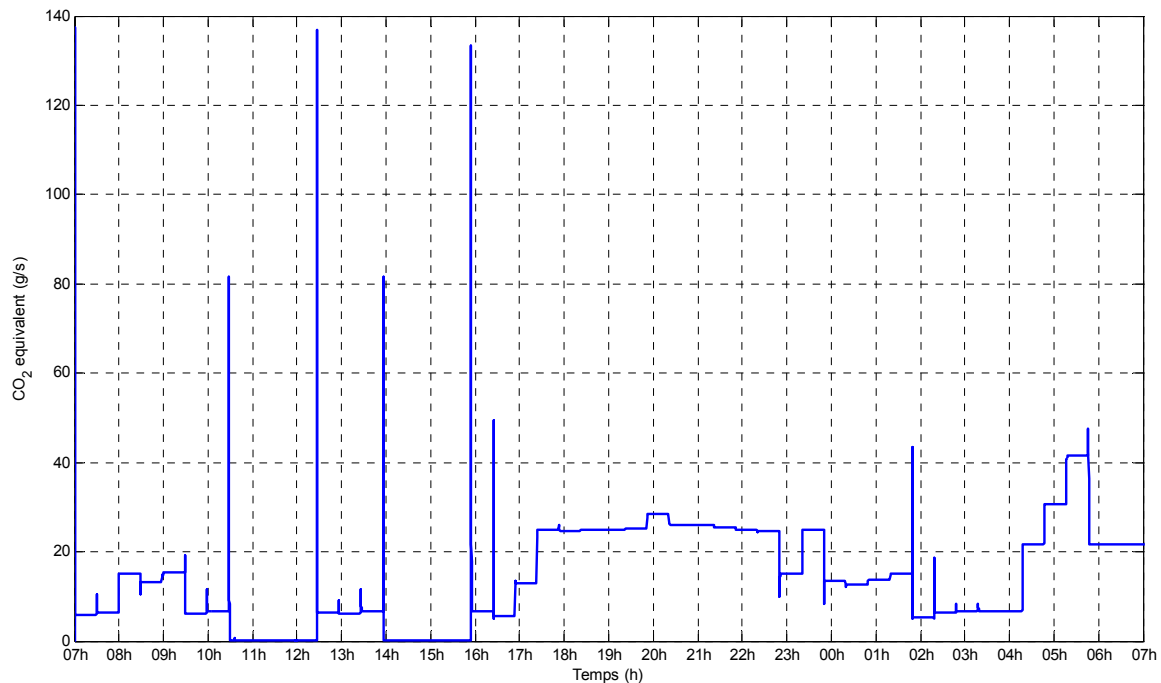


Fig. 4.34. CO₂ équivalent (g/s)

4.4.5. Optimisations de la planification opérationnelle sans producteur PV

Dans cette partie, les résultats du fonctionnement du micro réseau urbain, alimenté uniquement par trois micro-turbines à gaz sont présentés. L'utilisation d'un réseau de

communication et une supervision centralisée (MCEMS) va permettre de réaliser une optimisation de la planification opérationnelle en appliquant la programmation dynamique (chapitre précédent). L'objectif de cette partie est d'évaluer l'intérêt économique et environnemental de trois critères d'optimisation. Pour les critères mono objectifs, minimisation des émissions ou du coût économique, l'optimisation quadratique sous contraintes des références des turbines à gaz (chapitre 3, paragraphe 3.5.6) a été calculée au moyen de la fonction « fmincon » sous Matlab.

4.4.5.1. Minimisation des émissions de CO₂ équivalent

La fonction objective est de minimiser la somme totale des émissions de CO₂ équivalent (chapitre 3, équ. 3.25).

Sur les figures 4.35, 4.36 et 4.37 sont présentées les puissances générées par les trois micro-turbines. Le plan de production obtenu est différent de celui obtenu sans optimisation de la planification opérationnelle : Les micro-turbines 1 et 2 ont fonctionné plus de temps dans les régimes économiques en termes de CO₂ équivalent, autour de 0,8 PU (fig. 4.38 et 4.39). Dans la répartition statistique de la puissance générée par la micro-turbine à gaz 3 cette tendance n'est pas observée (fig. 4.40). Par contre, cette turbine a été utilisée pour remplacer les turbines 1 et 2 afin d'alimenter des charges entre 30 et 60kW. Cela est cohérent avec le fait qu'elle soit plus économique en termes d'émissions de CO₂ équivalent qu'une combinaison de MGT1 et MGT2.

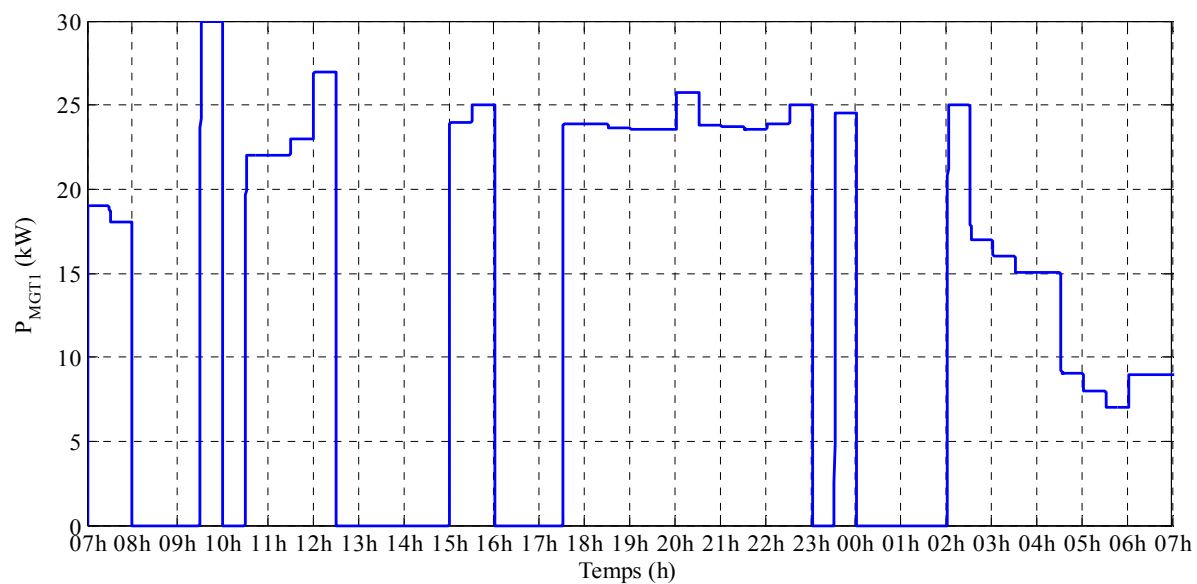


Fig. 4.35. P_{MGT_1}

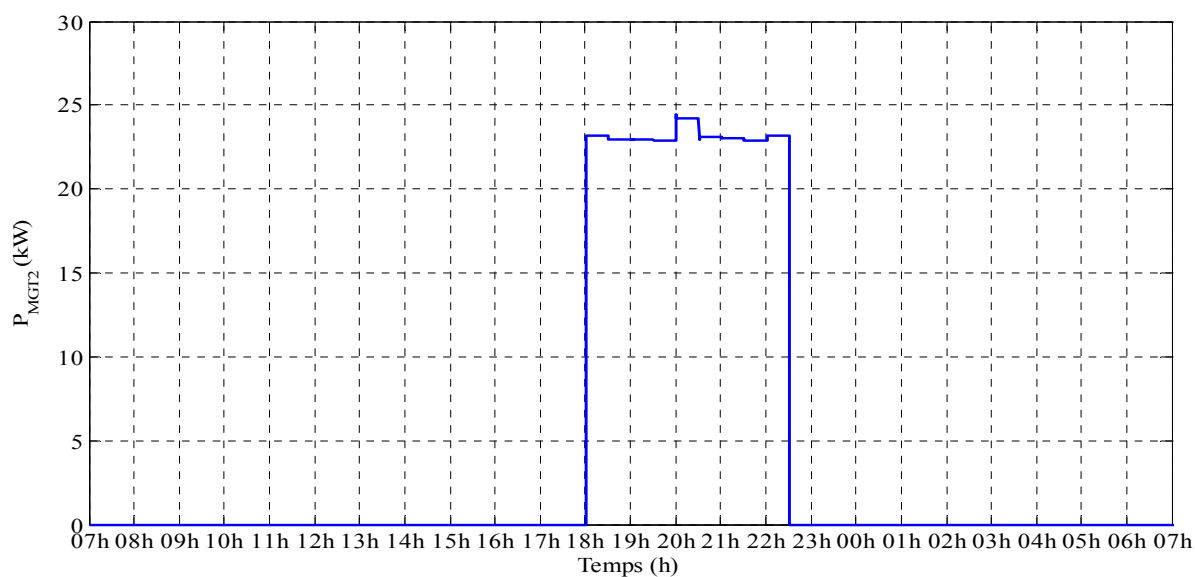


Fig. 4.36. P_{MGT_2}

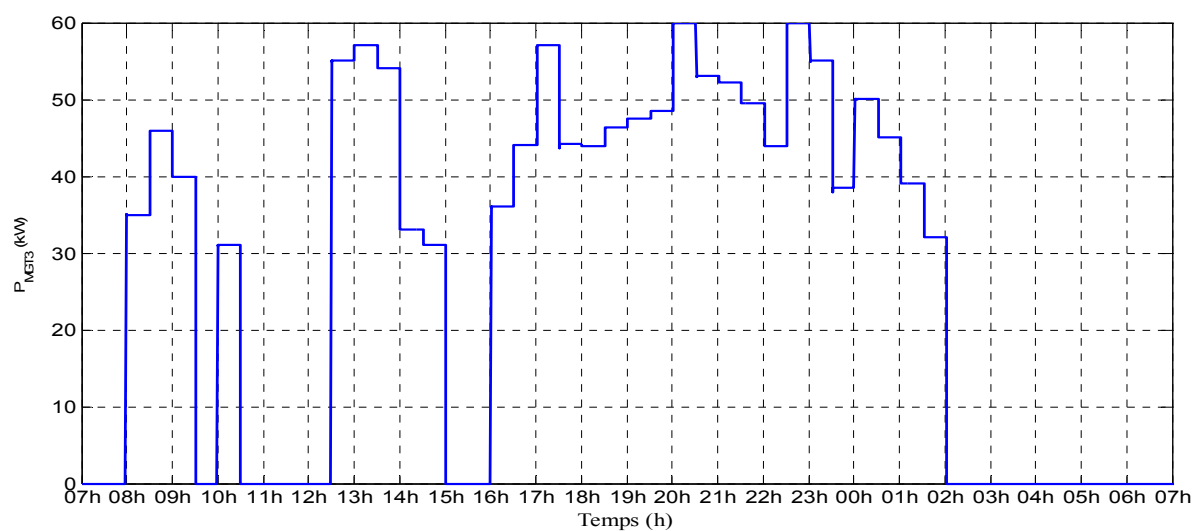


Fig. 4.37. P_{MGT_3}

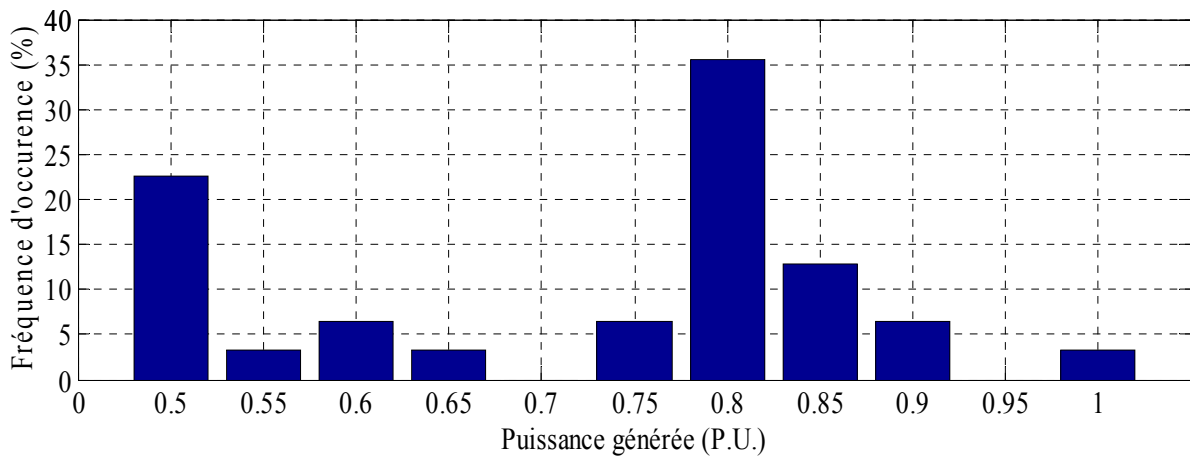


Fig. 4.38. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 1 (30kW)

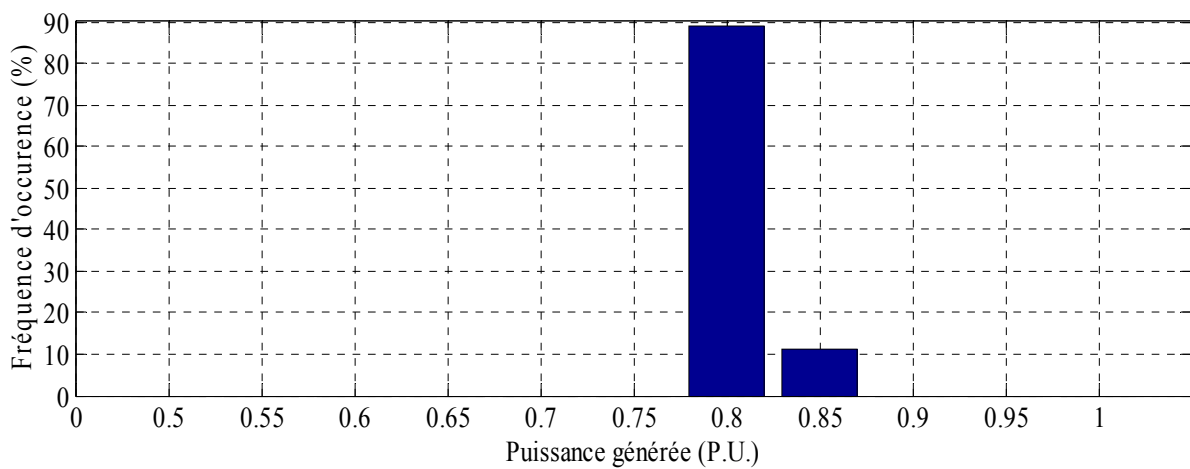


Fig. 4.39. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 2 (30kW)

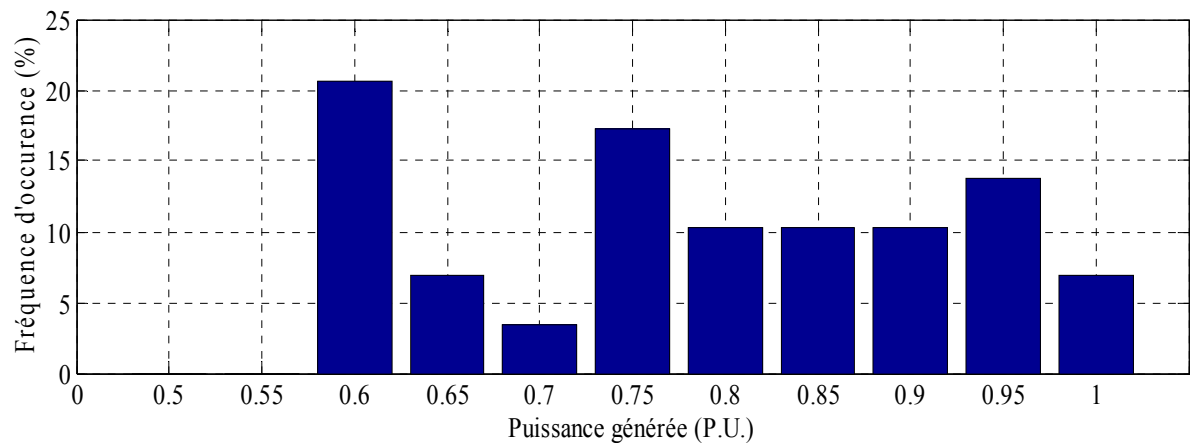


Fig. 4.40. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 3 (60kW)

Sur les figures 4.41 et 4.42 sont présentés le coût du carburant consommé et les émissions de CO₂ équivalent. Le coût du carburant consommé par les générateurs pour les 24 heures étudiées est de 183,74 euros et le coût des émissions de CO₂ équivalent est de 53,43 euros. Cela fait un coût total du fonctionnement du système de 237,17 euros. Une comparaison avec les résultats obtenus sans optimisation, montre que la quantité de CO₂ équivalent, émis par le système est réduite de 8,9% et le coût total de fonctionnement est réduit de 4,5%.

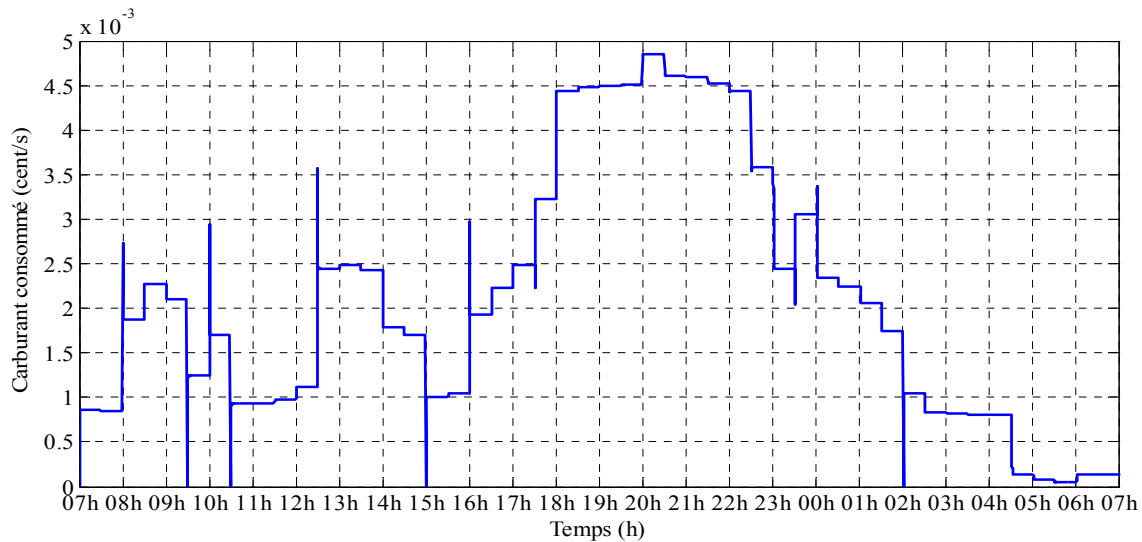


Fig. 4.41. Carburant consommé (euro centimes/s)

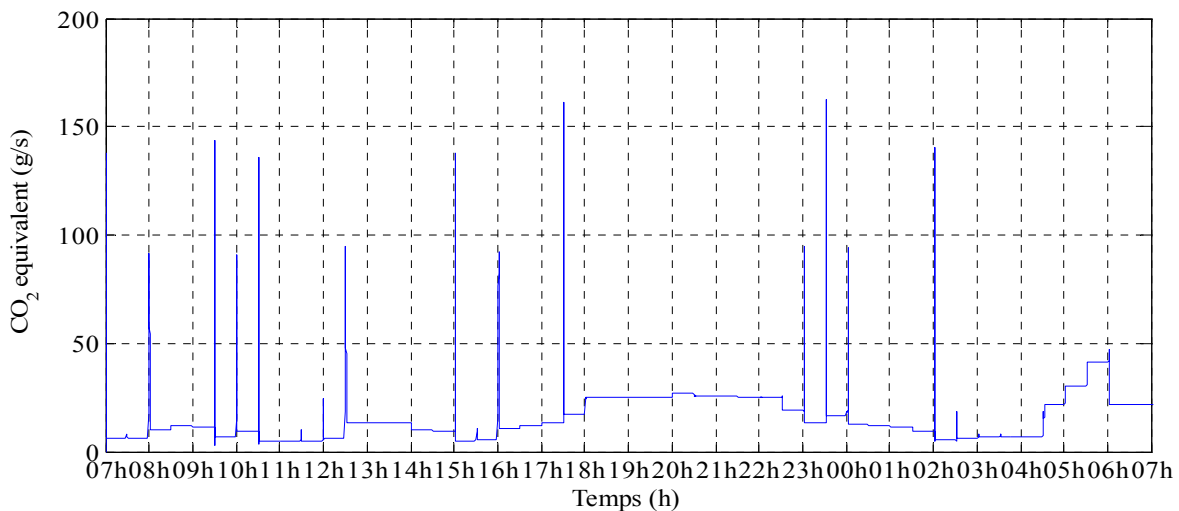


Fig. 4.42. Emissions de CO₂ équivalent (g/s)

4.4.5.2 Minimisation du carburant consommé

La fonction objective de l'optimisation de la planification opérationnelle est la minimisation du coût du gaz consommé par les micro-turbines à gaz.

Sur les figures 4.43, 4.44 et 4.45 sont présentées les puissances générées par les trois micro-turbines. Par rapport au cas précédent, la différence principale est que les micro-turbines 1 et 3 ont augmenté leur part de production. Ce phénomène peut être expliqué en étudiant leurs caractéristiques (chapitre 2). La micro-turbine 2 a un rendement qui est légèrement dégradé par rapport à la micro-turbine 1 (qui a la même puissance nominale), et la consommation du carburant étant proportionnelle au rendement thermique du générateur, logiquement l'algorithme de planification opérationnelle conduit à utiliser les micro-turbines 1 et 3.

L'étude statistique des points de fonctionnement des micro-turbines à gaz, présentée sur les fig. 4.46, 4.47 et 4.48 montre une tendance pour les turbines à fonctionner dans les régimes de rendement élevé (puissance générée supérieure à 0.7 P.U.). Cela conduit à une consommation de carburant plus faible que celle du scénario précédent.

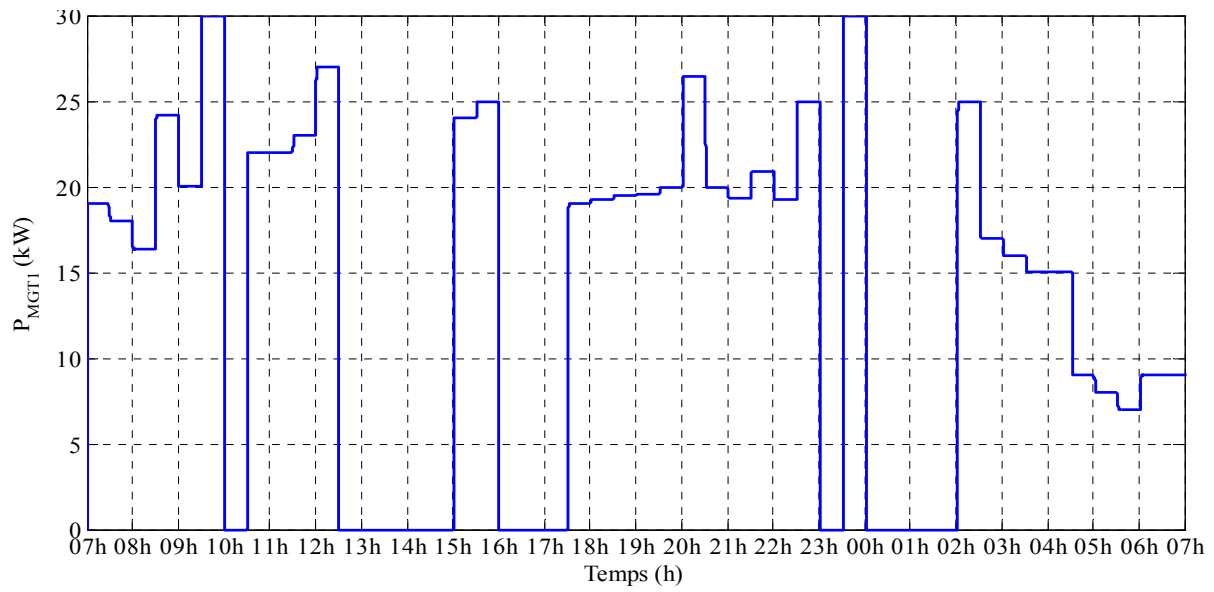


Fig. 4.43. P_{MGT_1}

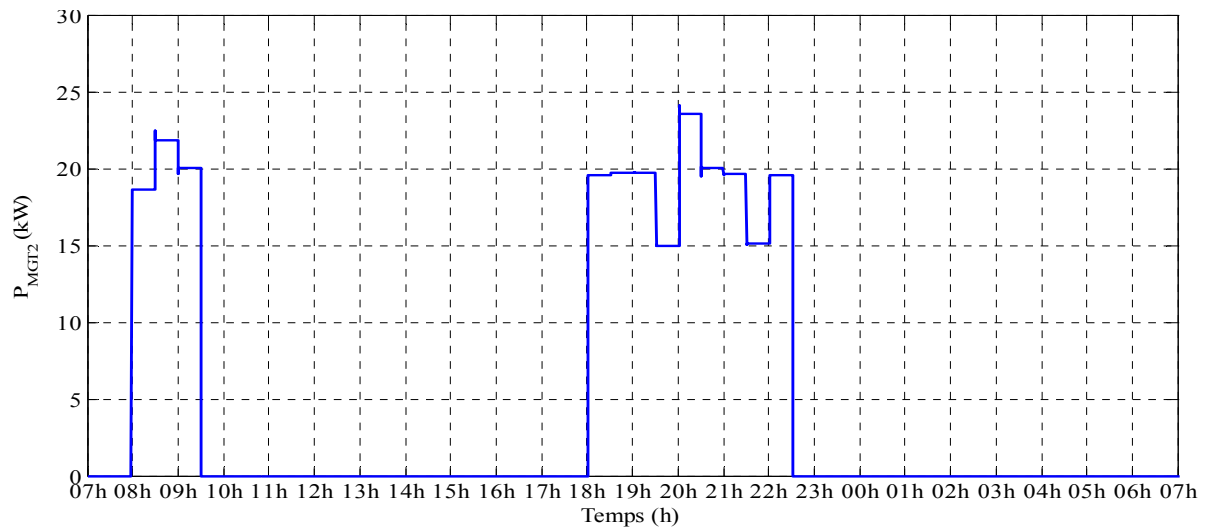


Fig. 4.44. P_{MGT_2}

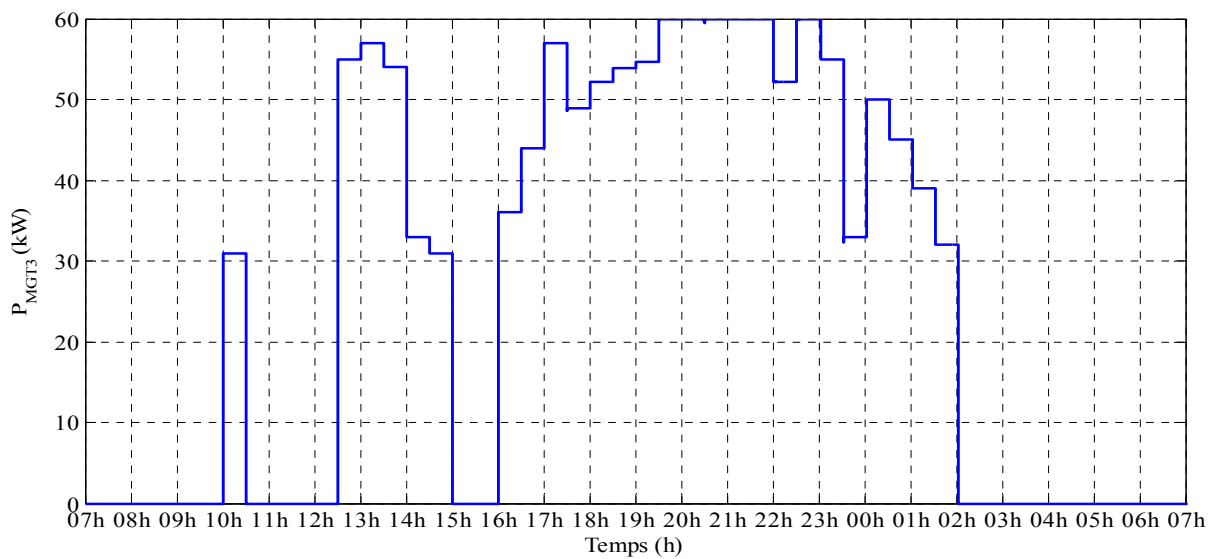


Fig. 4.45. P_{MGT_3}

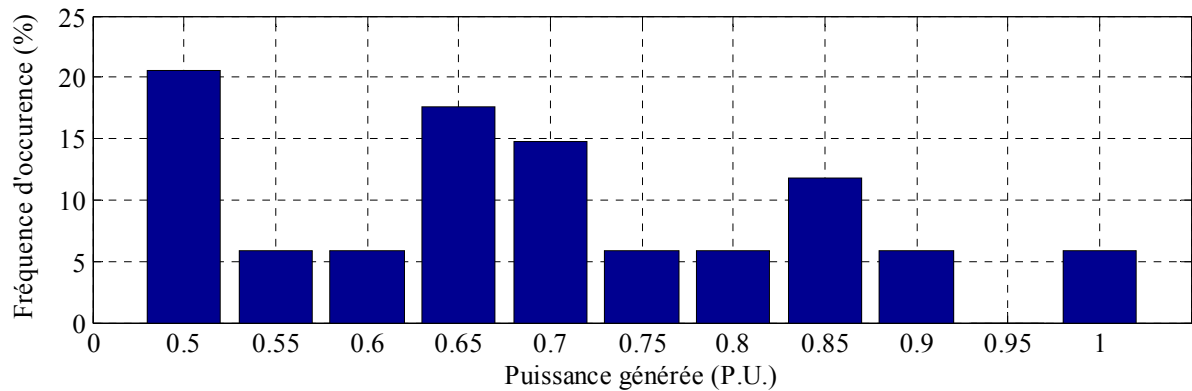


Fig. 4.46. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 1 (30kW)

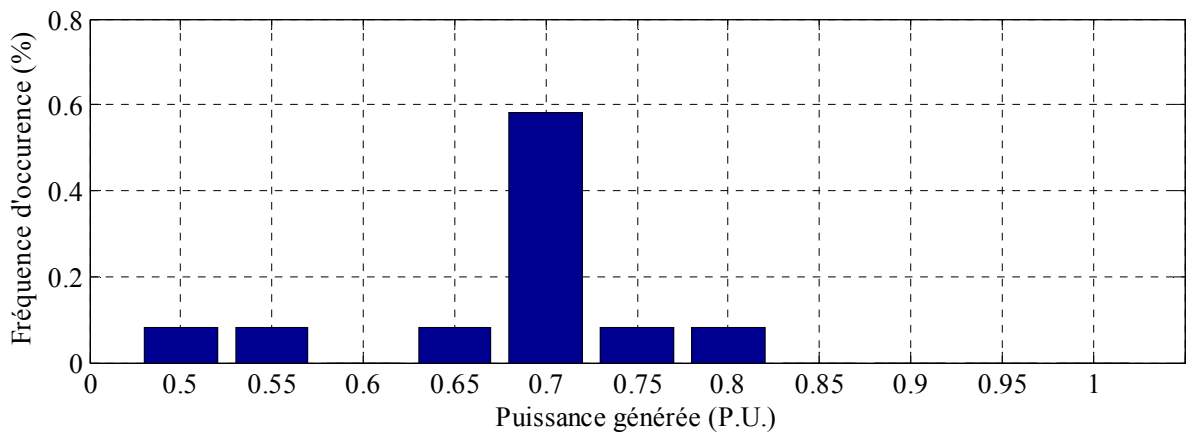


Fig. 4.47. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 2 (30kW)

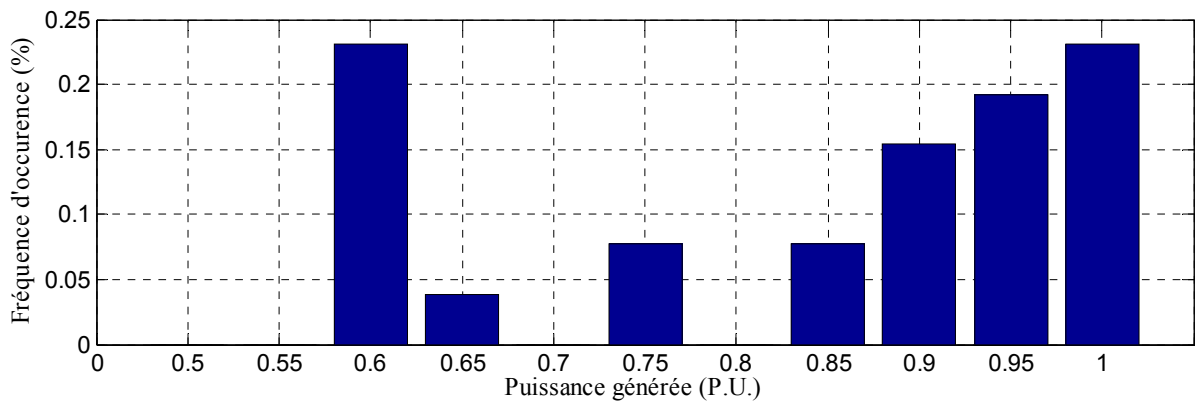


Fig. 4.48. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 3 (60kW)

Sur les figures 4.49 et 4.50 sont présentés le coût du carburant consommé et les émissions de CO₂ équivalent. Le coût du carburant consommé par les générateurs pour les 24 heures étudiées est de 182,19 euros et le coût des émissions de CO₂ équivalent est de 55,17 euros. Cela fait un coût total de fonctionnement du système sans optimisation de 238,36 euros. Une comparaison avec les résultats de la simulation sans optimisation de la planification opérationnelle montre que, grâce à cette optimisation, le coût du carburant consommé est réduit de 3,9% et le coût total du fonctionnement pour les 24h est réduit de 4%.

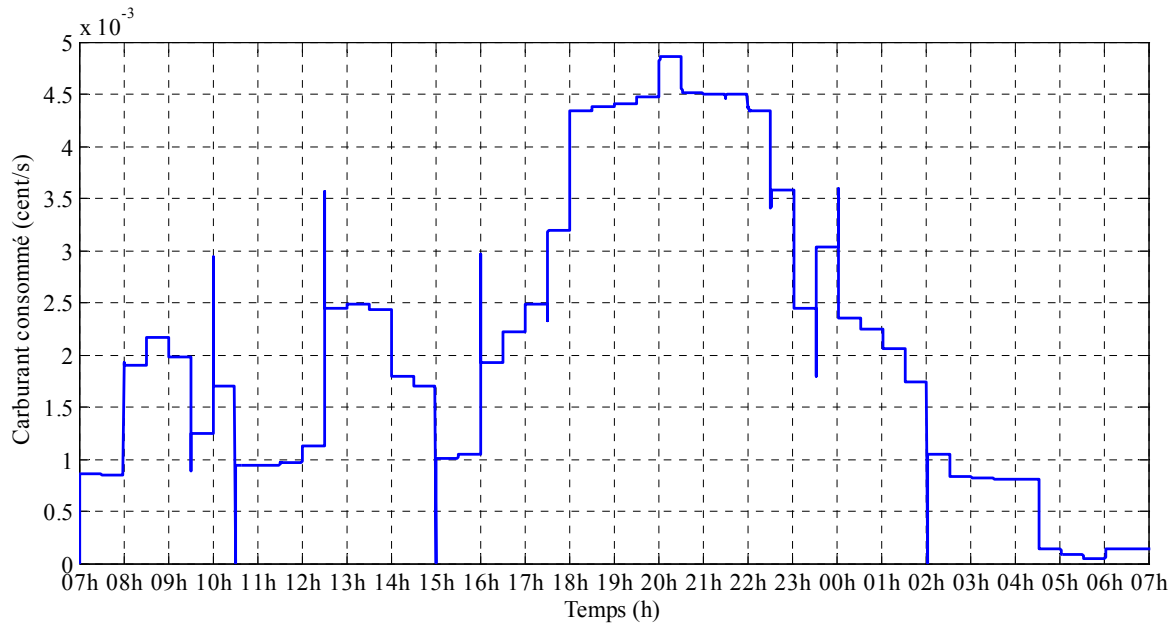


Fig. 4.49. Carburant consommé (euro centime/s)

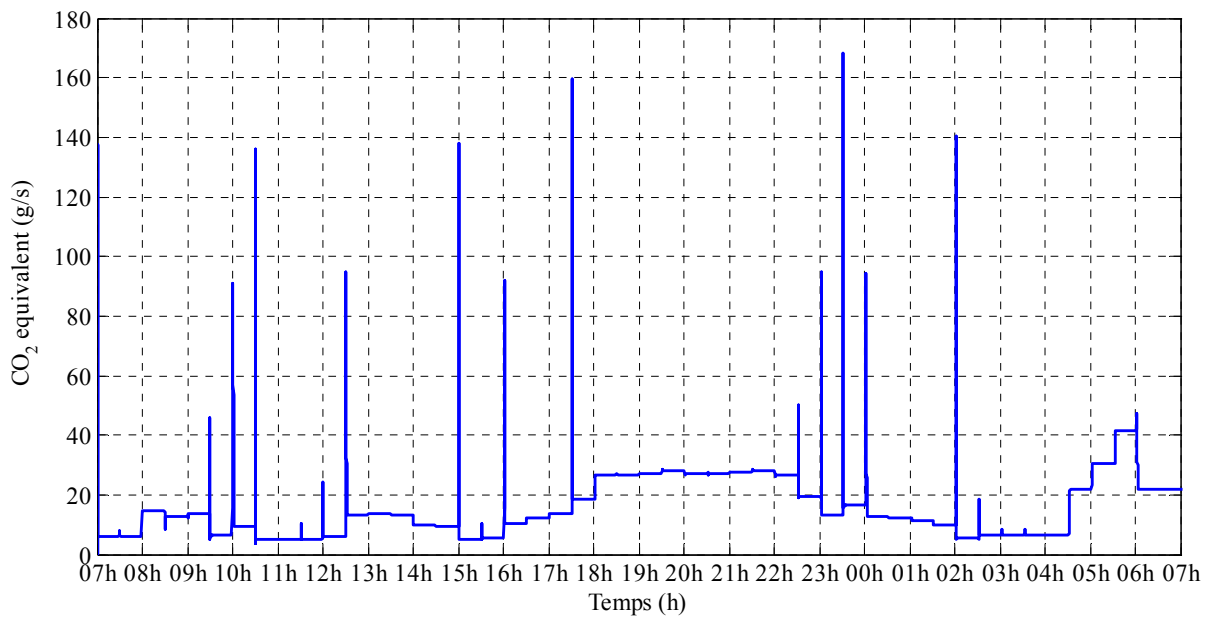


Fig. 4.50. CO₂ équivalent (g/s)

4.4.5.3 Compromis entre les deux fonctions objectives

Un compromis entre la minimisation du coût du gaz consommé (éq. 3.22) par les micro-turbines et de leurs émissions de CO₂ équivalent (éq. 3.26) en utilisant la méthode d'optimisation multi objective « Goal Attainment Method » pour calculer les références de puissance pour les combinaisons de plusieurs turbines (chapitre 3, paragraphe 3.5.6, fig. 3.11). L'implémentation pratique a été réalisée sous MATLAB au moyen de la fonction « fgoalattain ».

Sur les figures 4.51, 4.52 et 4.53 sont présentées les puissances générées par les trois micro-turbines.

Les répartitions statistiques des puissances générées par les micro-turbines à gaz (fig. 4.54, 4.55 et 4.56) montrent que l'algorithme de MCEMS impose aux micro-turbines des

points de fonctionnement, situés plutôt entre 0.7 et 0.9 P.U. où les émissions de CO₂ équivalent sont faibles (pour les micro-turbines 1 et 2) et le rendement est proche au rendement maximal (pour les trois micro-turbines).

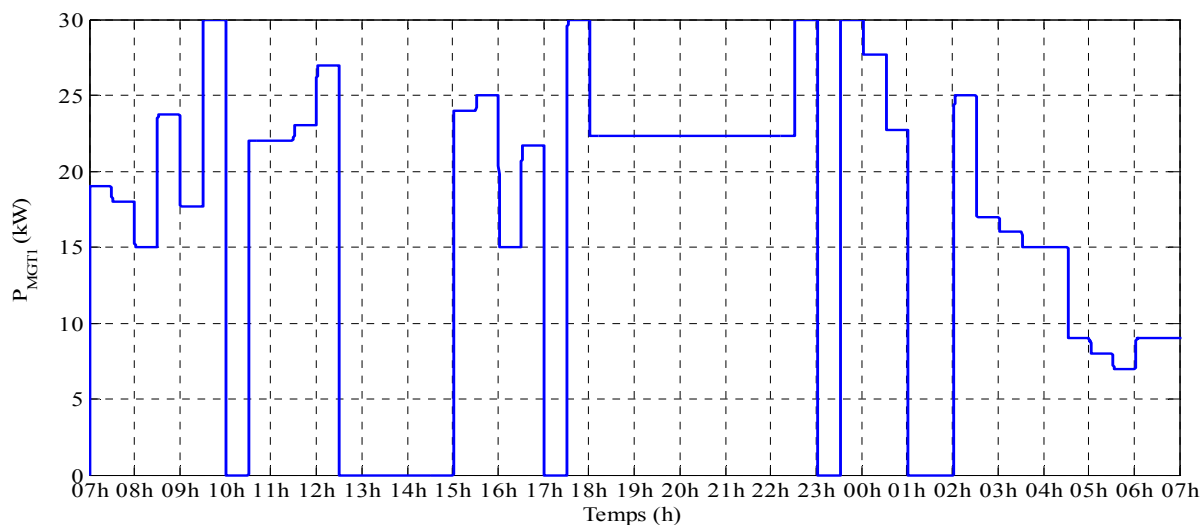


Fig. 4.51. P_{MGT1}

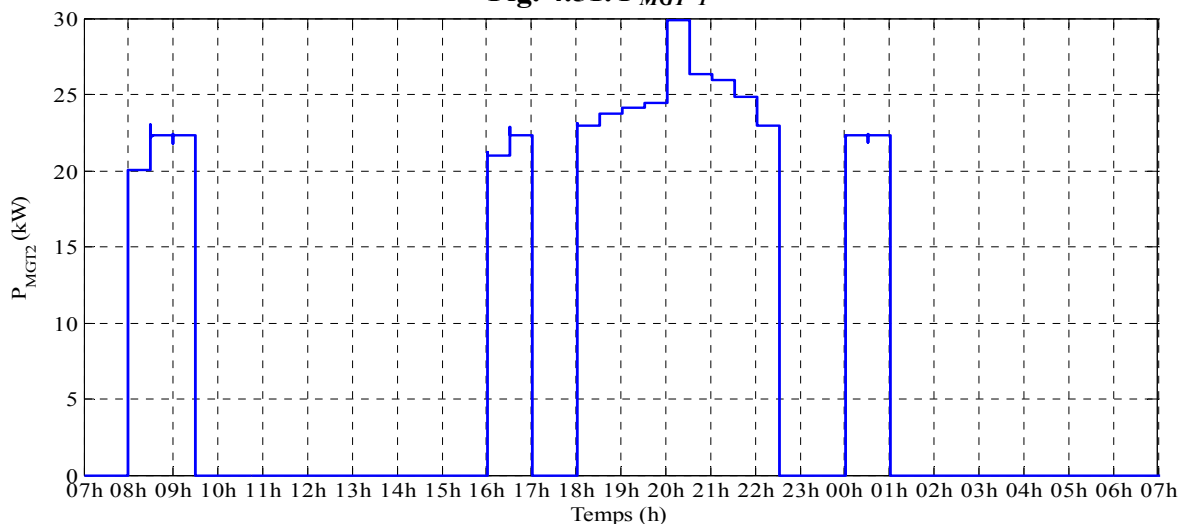


Fig. 4.52. P_{MGT2}

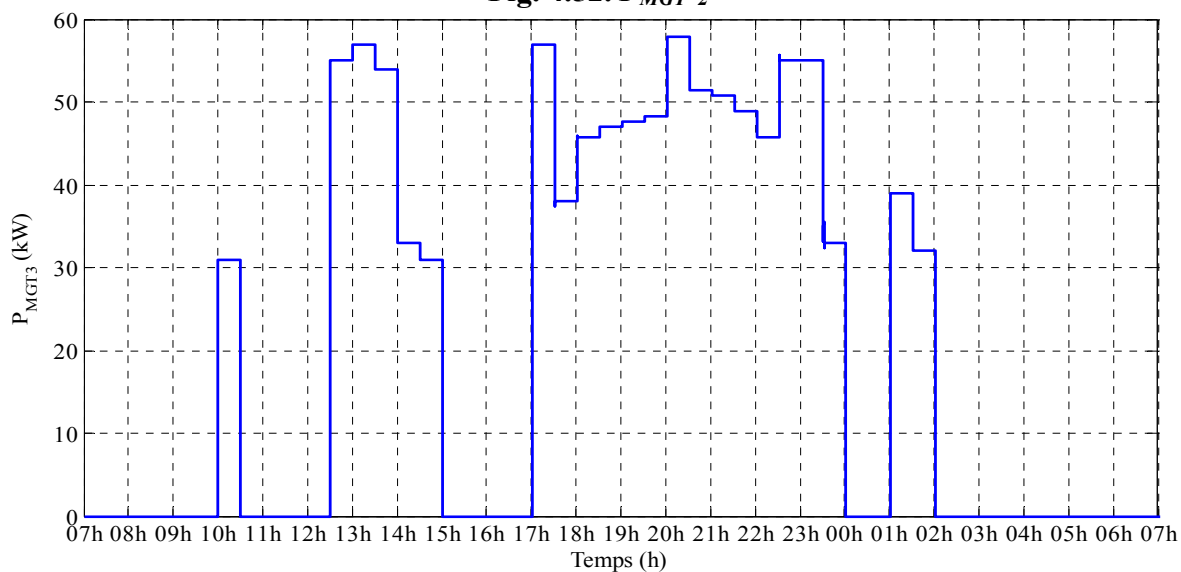


Fig. 4.53. P_{MGT3}

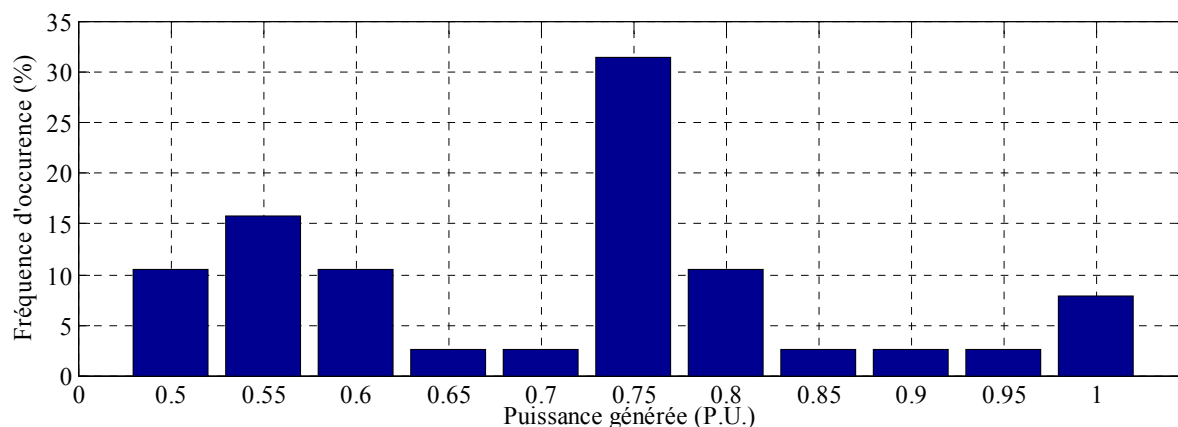


Fig. 4.54. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 1 (30kW)

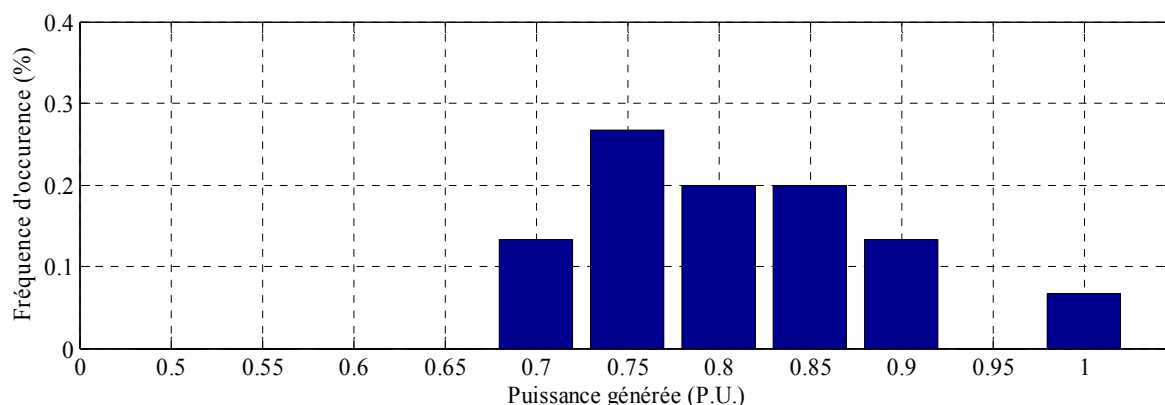


Fig. 4.55. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 2 (30kW)

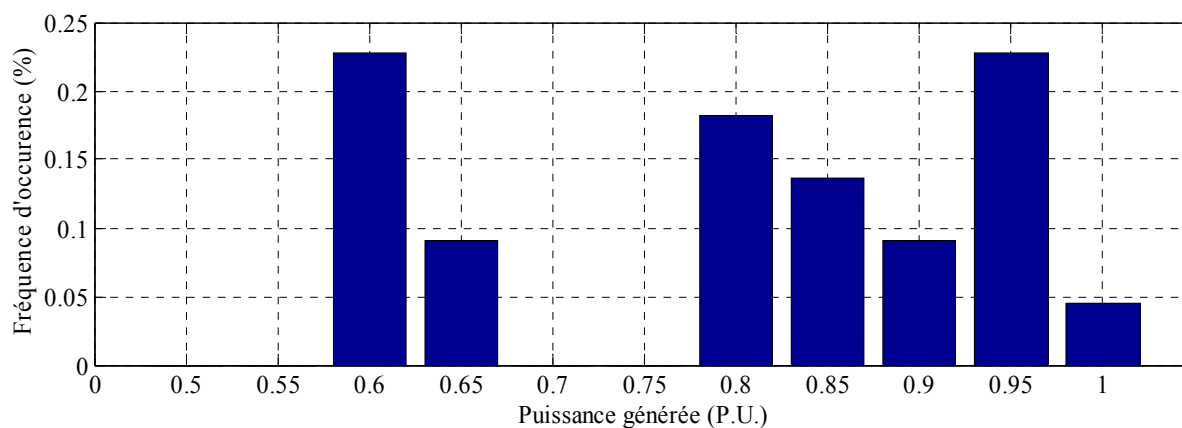


Fig. 4.56. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 3 (60kW)

Sur les figures 4.57 et 4.58 sont présentés le coût du carburant consommé et les émissions de CO₂ équivalent. Le coût du carburant consommé par les générateurs pour les 24 heures étudiées est de 183,62 euros et le coût des émissions de CO₂ équivalent est de 54,7 euros. Cela fait un coût total de fonctionnement du système sans optimisation de 238,32 euros. Une comparaison avec les résultats de la simulation sans optimisation de la planification opérationnelle montre que, grâce à cette optimisation, le coût du carburant consommé est réduit de 3,2%, les émissions de CO₂ équivalent sont réduites de 6,7% et le coût total de fonctionnement pour les 24h est réduit de 4%.

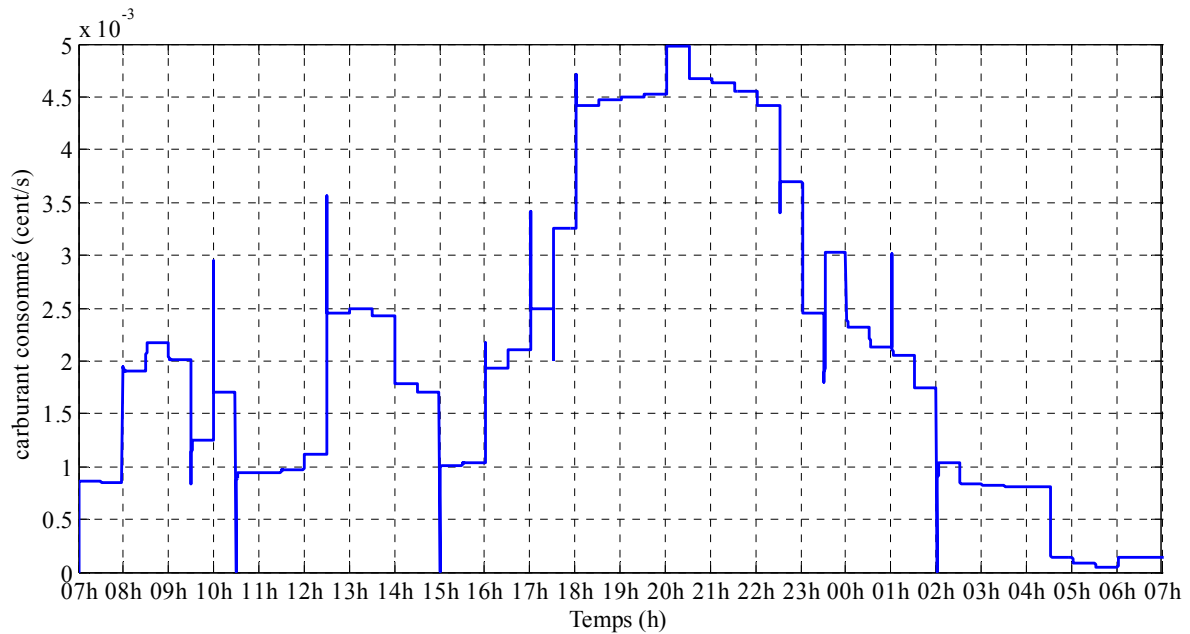


Fig. 4.57. Carburant (cent/s)

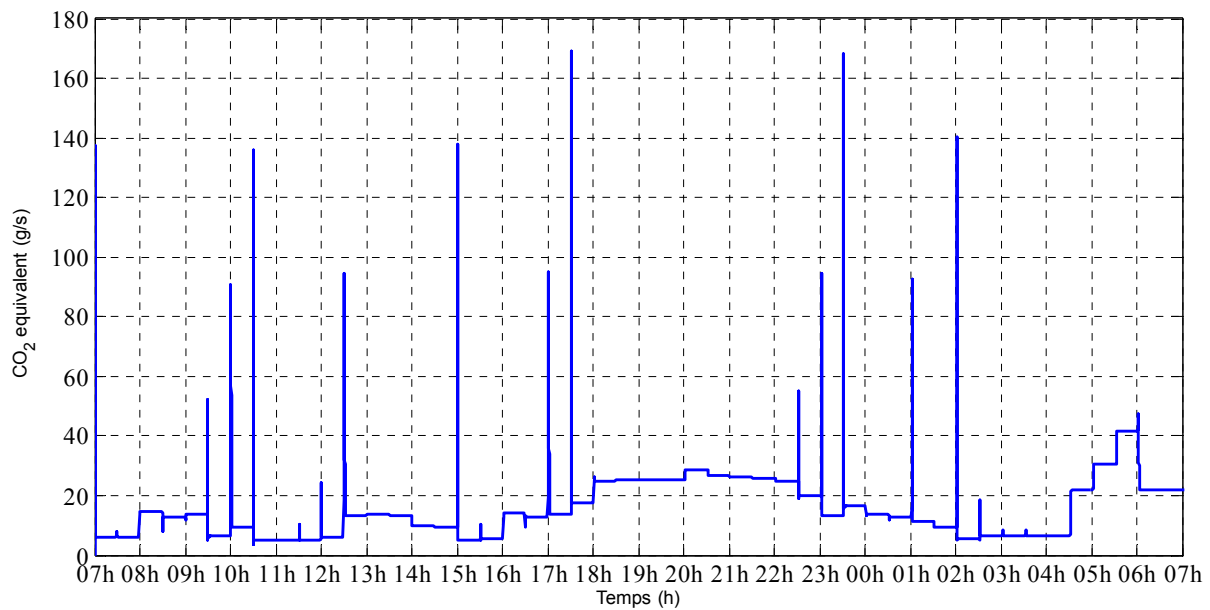


Fig. 4.58. CO₂ équivalent (g/s)

4.4.6 Intégration d'un générateur actif dans le système électrique

4.4.6.1 Principe

Les expérimentations présentées dans cette partie ont pour but de montrer les avantages et la flexibilité, offertes par des générateurs actifs PV dans un système électrique. Dans certains intervalles de temps, la puissance disponible des installations PV est supérieure à la puissance nécessaire pour alimenter les charges. Grâce au MCEMS, cette énergie est alors stockée localement et fournie dans le système électrique plus tard. Cela augmente l'efficacité de l'ensemble du système, car la puissance PV en excès n'est pas perdue. Cela offre aussi une meilleure flexibilité pour la procédure d'optimisation. L'algorithme de planification

opérationnelle permet d'anticiper afin d'utiliser au mieux l'énergie stockée, réduisant les émissions de CO₂ équivalent et le carburant consommé.

4.4.6.2 Minimisation des émissions de CO₂ équivalent

Dans cette expérimentation, la fonction objective à minimiser est la somme des émissions de CO₂ équivalent (chapitre 3, éq. 3.25).

Sur la fig. 4.59 est présentée la puissance générée par l'ensemble des générateurs actifs dans le système. En comparant avec la prévision de la puissance disponible de l'ensemble des installations PV en MPPT (fig. 4.7), on observe qu'entre 10h30 et 11h une partie de l'énergie PV est stockée dans les batteries et, ensuite, entre 4h30 et 7h le lendemain, elle est utilisée pour alimenter les charges. Ainsi, entre 10h30 et 12h30, aucune des micro-turbines à gaz n'est utilisée pour alimenter les charges (fig. 4.60, 4.61 et 4.62): la puissance des générateurs actifs est suffisante pour alimenter le système et fournir des services réseau : maintien de la fréquence et de la valeur efficace de la tension. L'effet du réglage primaire du générateur actif est visible sur la fig. 4.59: ce sont des transitoires d'une courte durée de P_{AG} .

Sur l'étude statistique des points de fonctionnement des micro-turbines 1, 2 et 3 (fig. 4.63, 4.64 et 4.65) une crête à 0.8 P.U. est visible. Ceci est dû au fait que les points de fonctionnement entre 0.7 P.U. et 0.85 P.U. sont plus économiques en émissions de CO₂ équivalent. La micro-turbine 3 a fonctionné plutôt également dans tous les points de fonctionnement supérieurs à 0.6 P.U. parce qu'elle a été utilisée plutôt comme une source auxiliaire pour alimenter les charges lors des crêtes de la consommation.

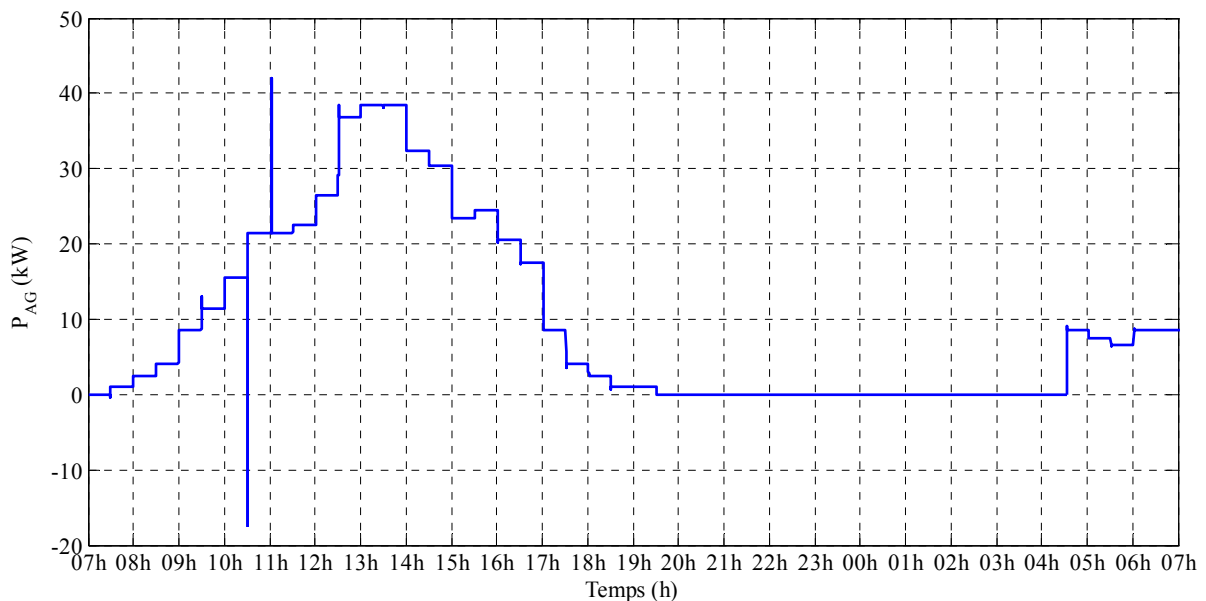


Fig. 4.59. Puissance générée par l'ensemble des générateurs actifs dans le système (P_{AG}).

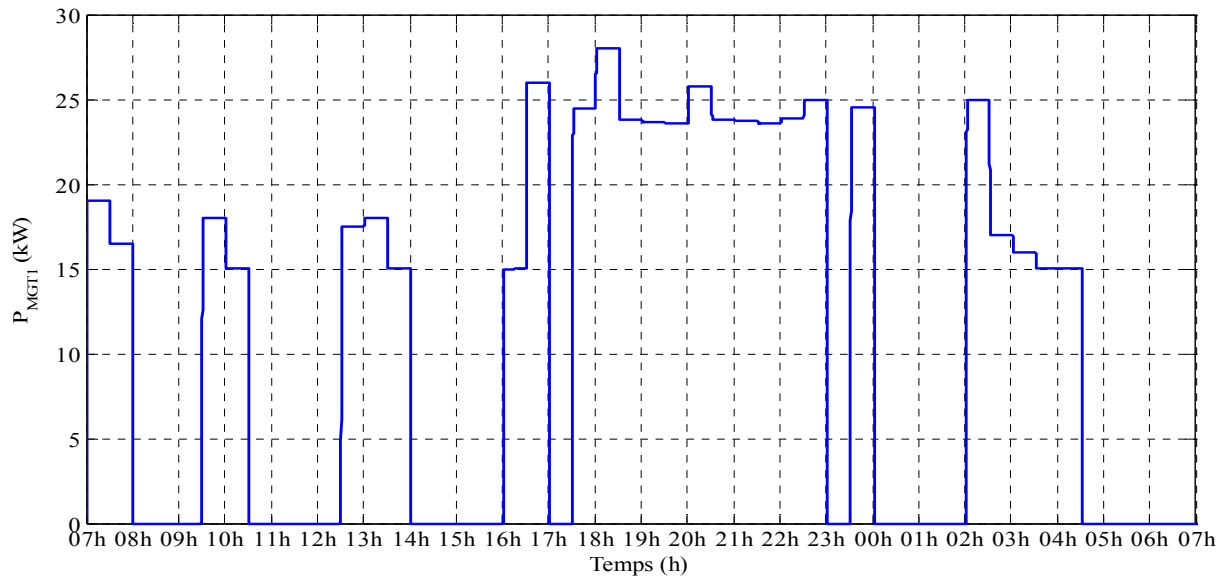


Fig. 4.60. P_{MGT_1}

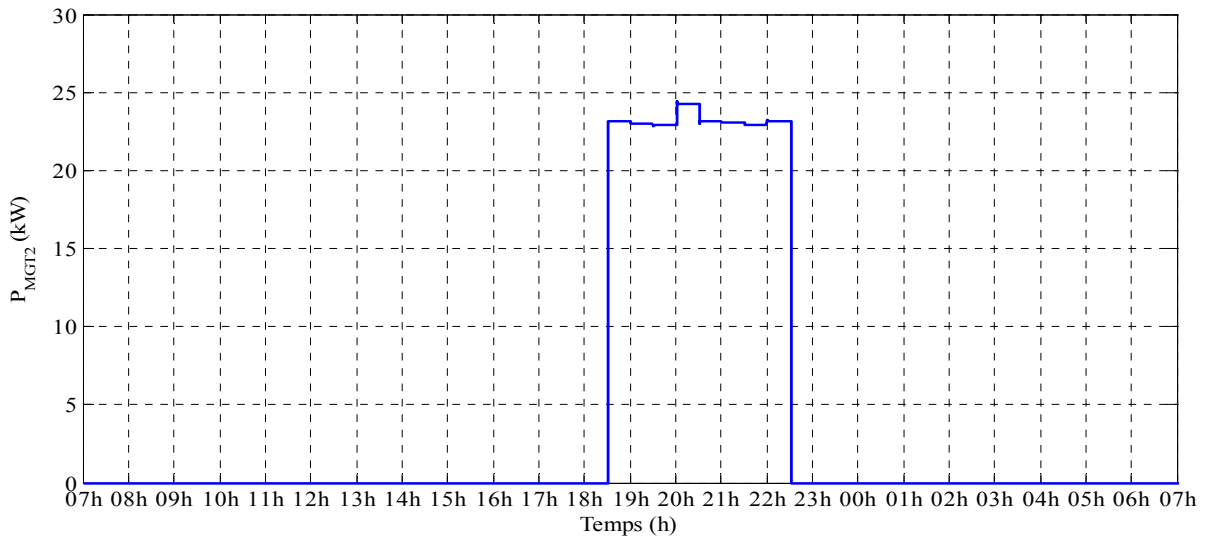


Fig. 4.61. P_{MGT_2}

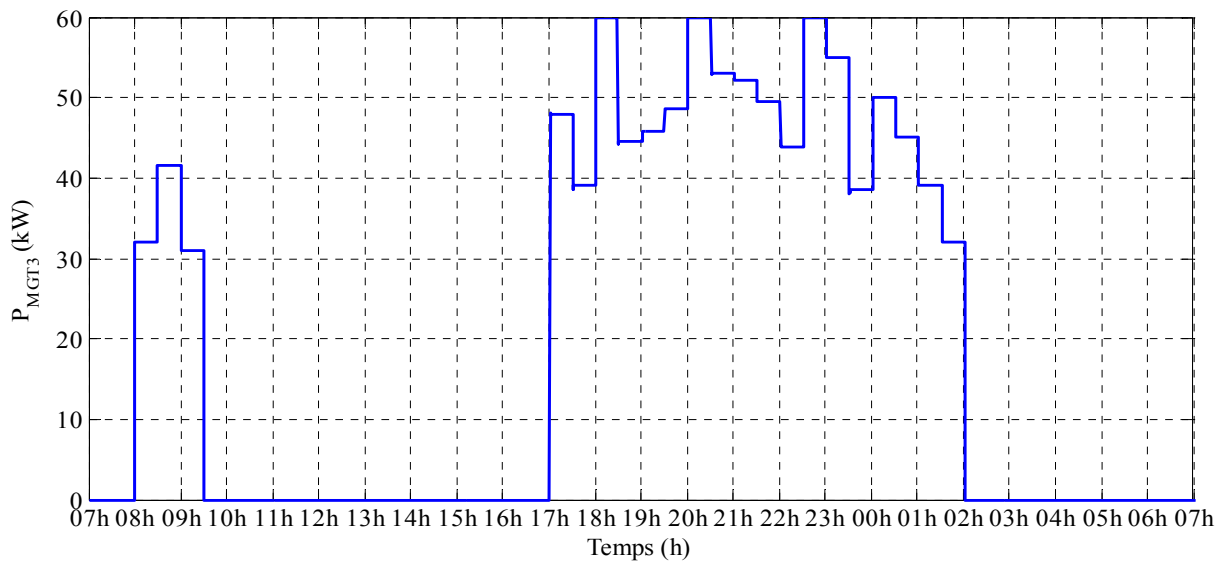


Fig. 4.62. P_{MGT_3}

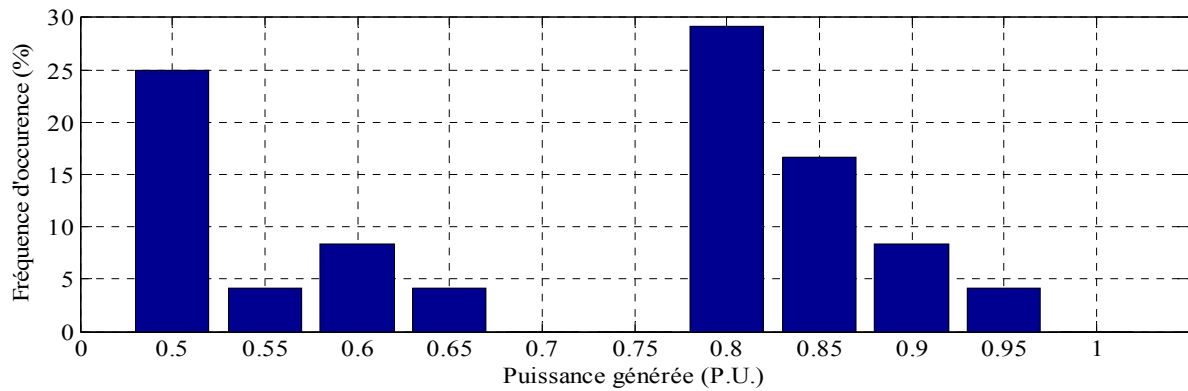


Fig. 4.63. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 1 (30kW)

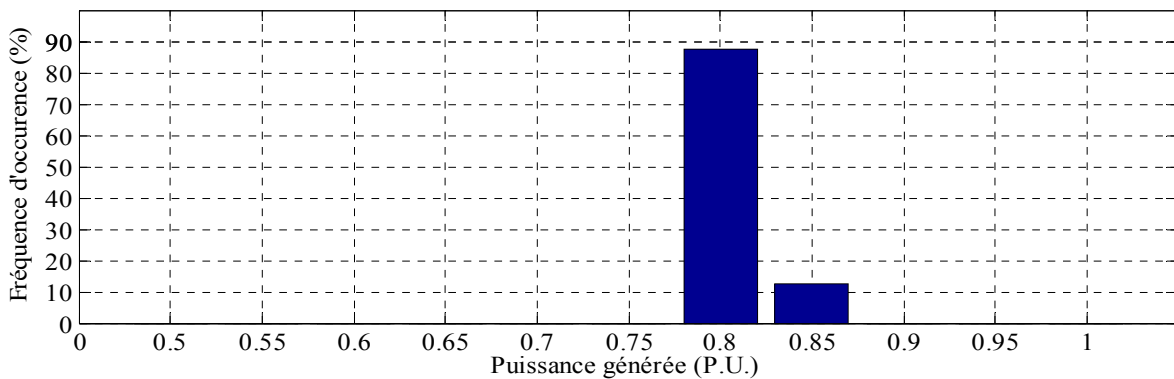


Fig. 4.64. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 2 (30kW)

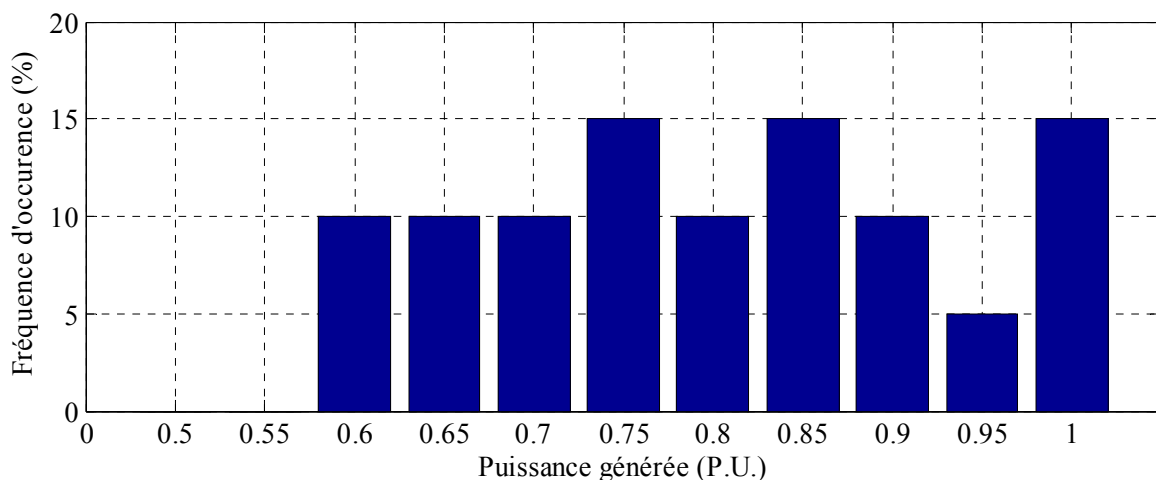


Fig. 4.65. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 3 (60kW)

Sur la fig. 4.66 est présenté le coût du carburant consommé en centime par seconde et sur la fig. 4.67 les émissions de CO₂ équivalent en gramme par seconde. Le coût du carburant consommé par les générateurs pour les 24 heures étudiées est de 146,56 euros et le coût des émissions de CO₂ équivalent est de 34,67 euros. Cela fait un coût total du fonctionnement du système sans optimisation de 181,23 euros. Grâce à l'utilisation de l'énergie stockée dans les batteries des générateurs actifs et l'algorithme d'optimisation par programmation dynamique, une réduction de 30% des émissions de CO₂ équivalent et de 10,7% du coût de fonctionnement du système est obtenue.

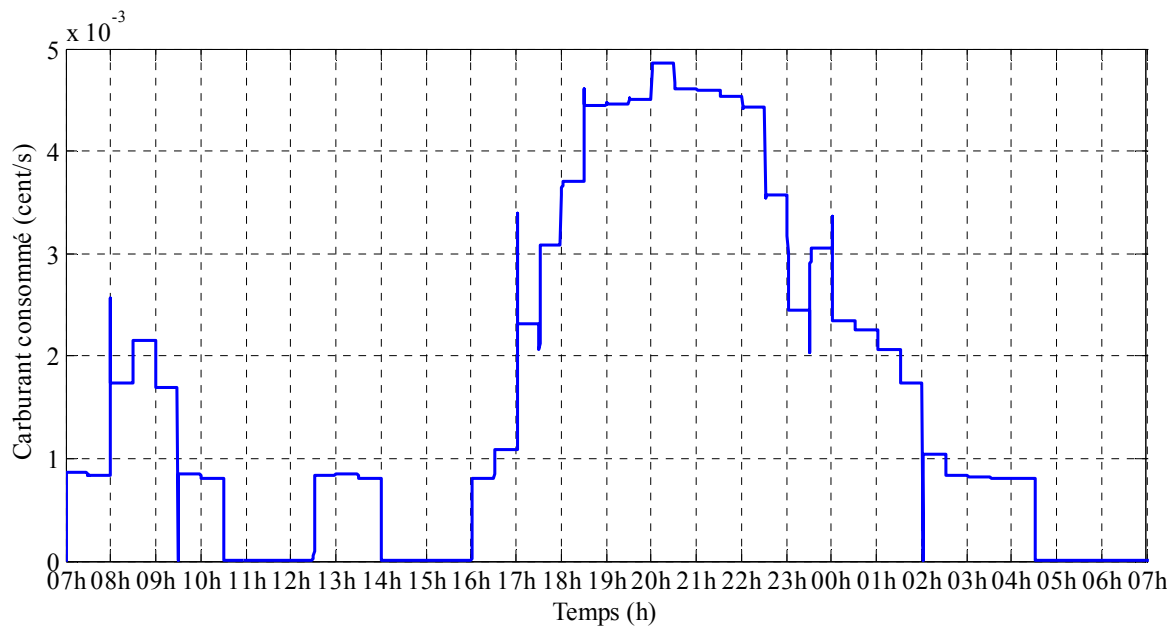


Fig. 4.66. Coût du carburant consommé (cent/s)

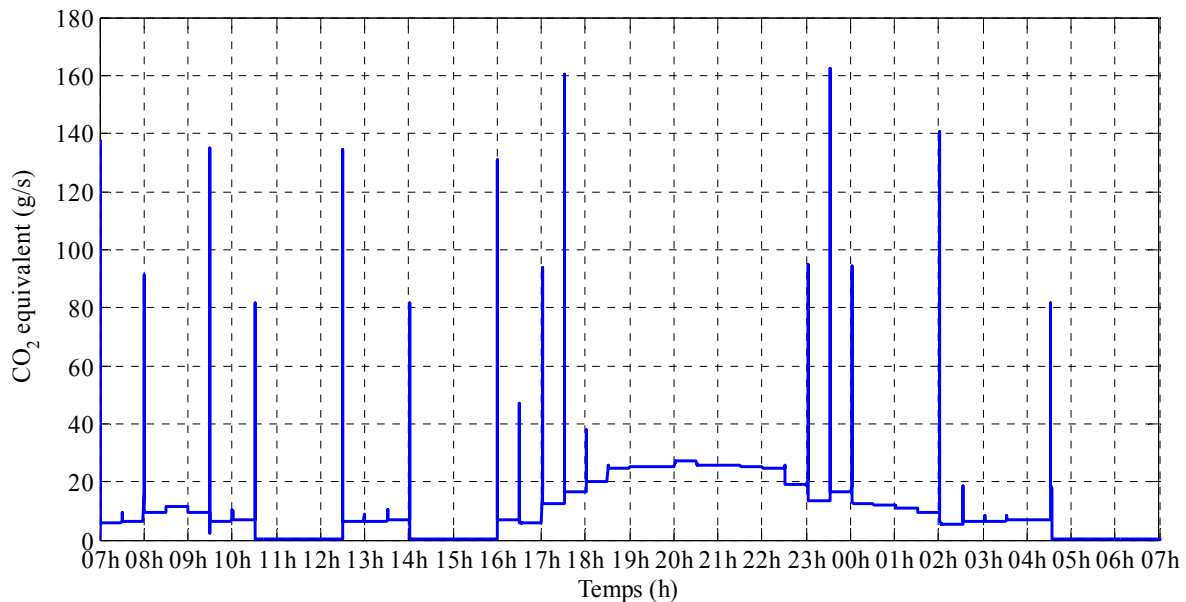


Fig. 4.67. CO₂ équivalent (g/s)

4.4.6.3 Minimisation du carburant consommé

La fonction objective à minimiser est le coût du carburant consommé. Sur la fig. 4.68 est présentée la puissance générée par l'ensemble des générateurs actifs dans le système. Sur les figures 4.69 – 4.71 sont présentées les puissances générées par les trois micro-turbines à gaz.

L'étude statistique des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 1 (fig. 4.72) montre qu'elle a été préférée pour générer la puissance complémentaire au générateur actif pour alimenter les charges et elle a fonctionné le plus souvent avec une puissance de 0.5 P.U. Cependant, la micro-turbine 2 a été utilisée plus rarement et plutôt dans un régime de rendement élevé - puissance générée supérieure à 0.7 P.U. (fig. 4.73). La micro-turbine 3 a fonctionné le plus souvent avec une puissance proche de 1 P.U. (fig. 4.74) où le rendement est maximal et ainsi a contribué à économiser du carburant.

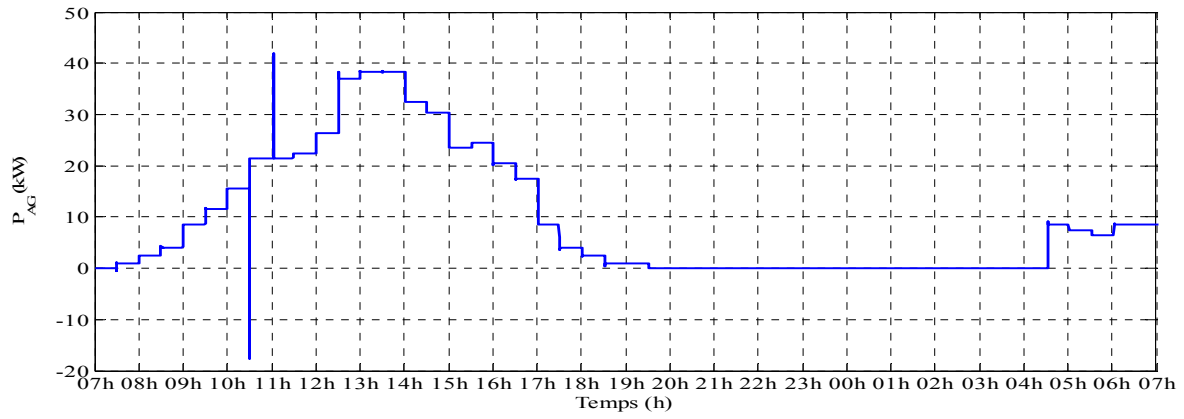


Fig. 4.68. Puissance générée par l'ensemble des générateurs actifs dans le système (P_{AG})

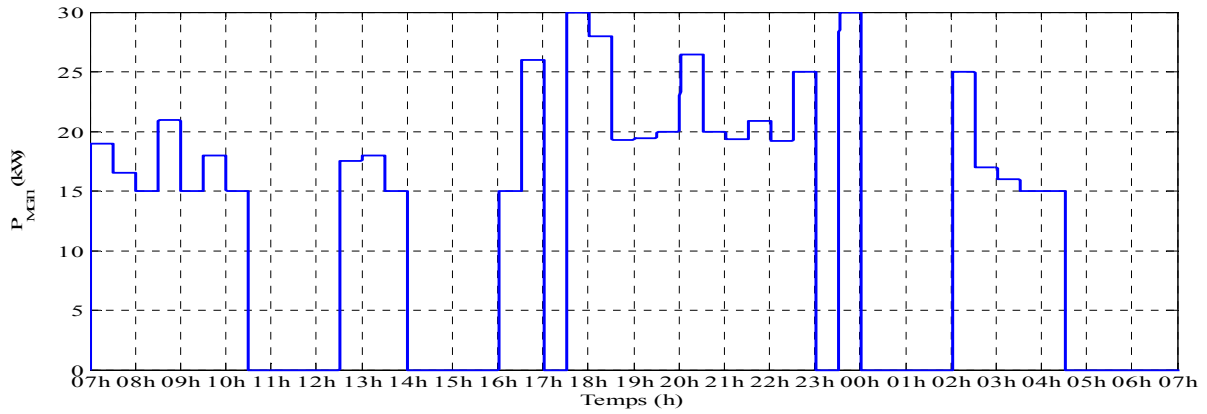


Fig. 4.69. $P_{MGT\ 1}$

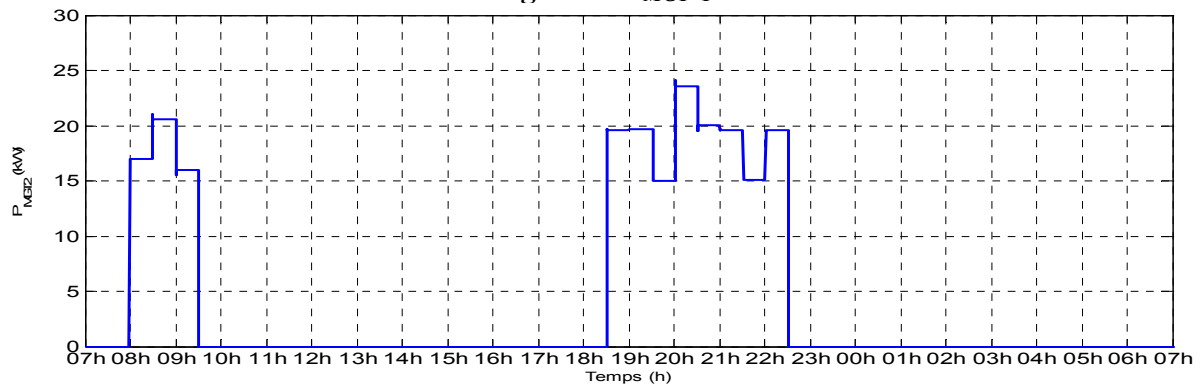


Fig. 4.70. $P_{MGT\ 2}$

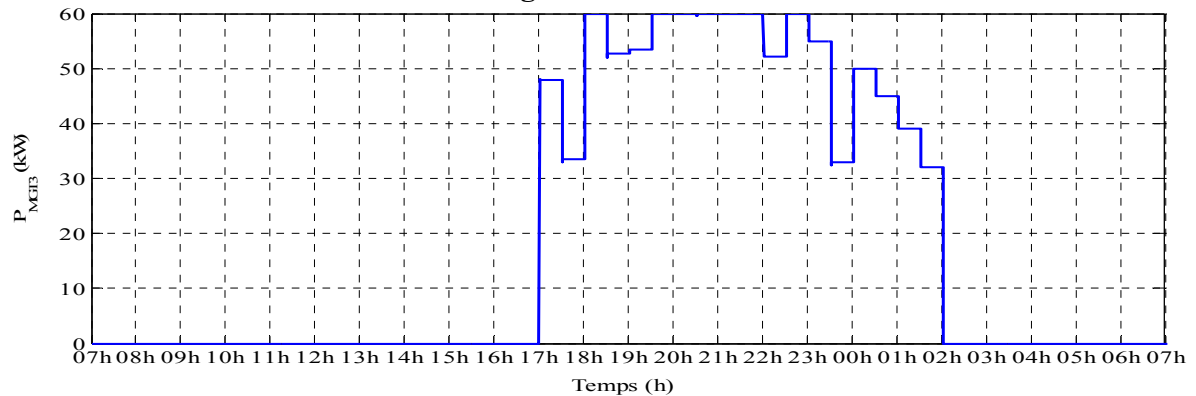


Fig. 4.71. $P_{MGT\ 3}$

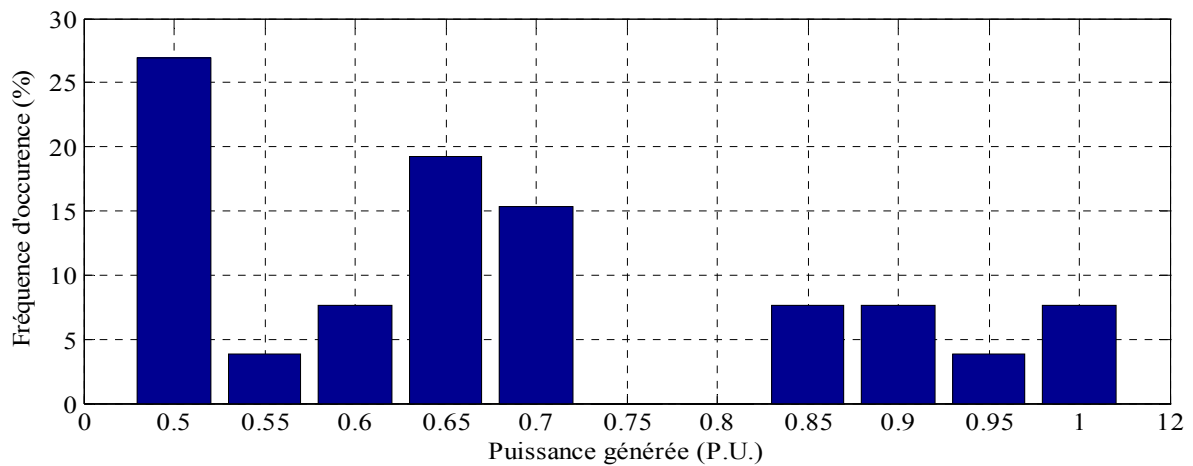


Fig. 4.72. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 1 (30kW)

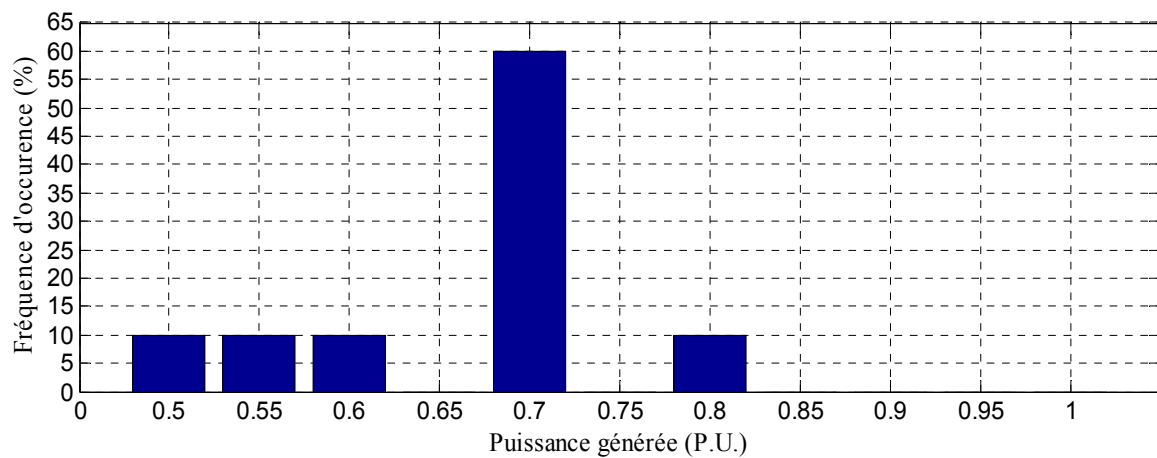


Fig. 4.73. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 2 (30kW)

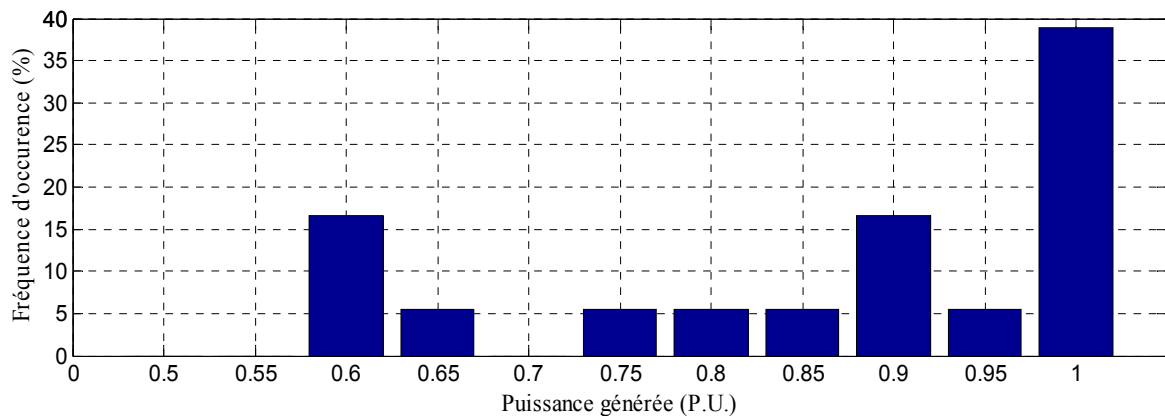


Fig. 4.74. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 3 (60kW)

Sur la fig. 4.75 est présenté le coût du carburant consommé en centime par seconde et sur la fig. 4.76 les émissions de CO₂ équivalent en gramme par seconde. Le coût du carburant consommé par les générateurs pour les 24 heures étudiées est de 145,87 euros et le coût des émissions de CO₂ équivalent est de 35,63 euros. Cela fait un coût total du fonctionnement du système de 181,5 euros. En comparant avec les résultats sans optimisation, une réduction de 4,6% du coût du carburant consommé est obtenue. La réduction du coût total du fonctionnement du système est de 10,1%.

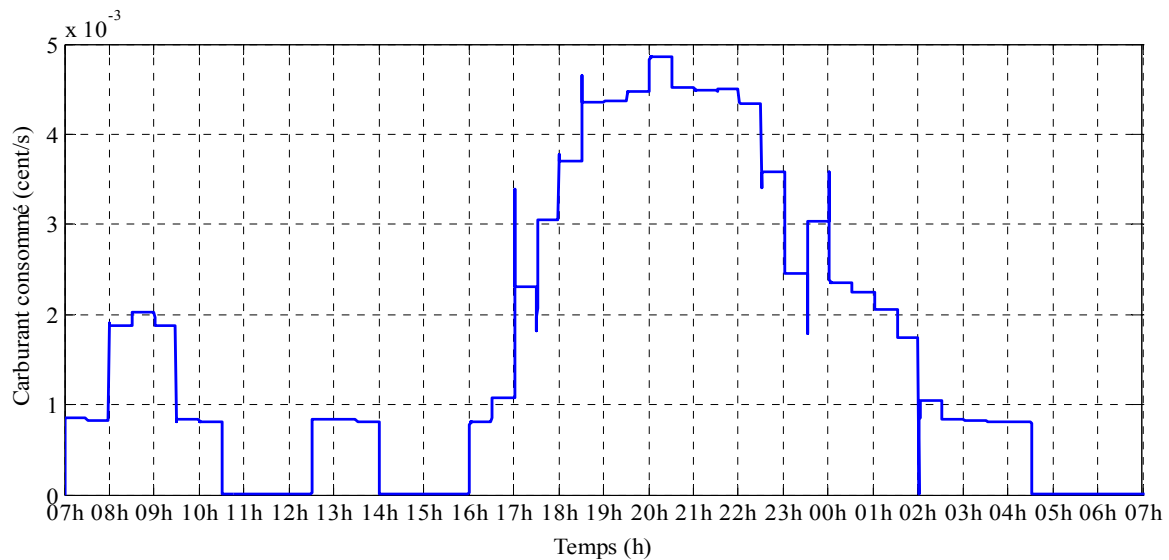


Fig. 4.75. Coût du carburant consommé (cent/s)

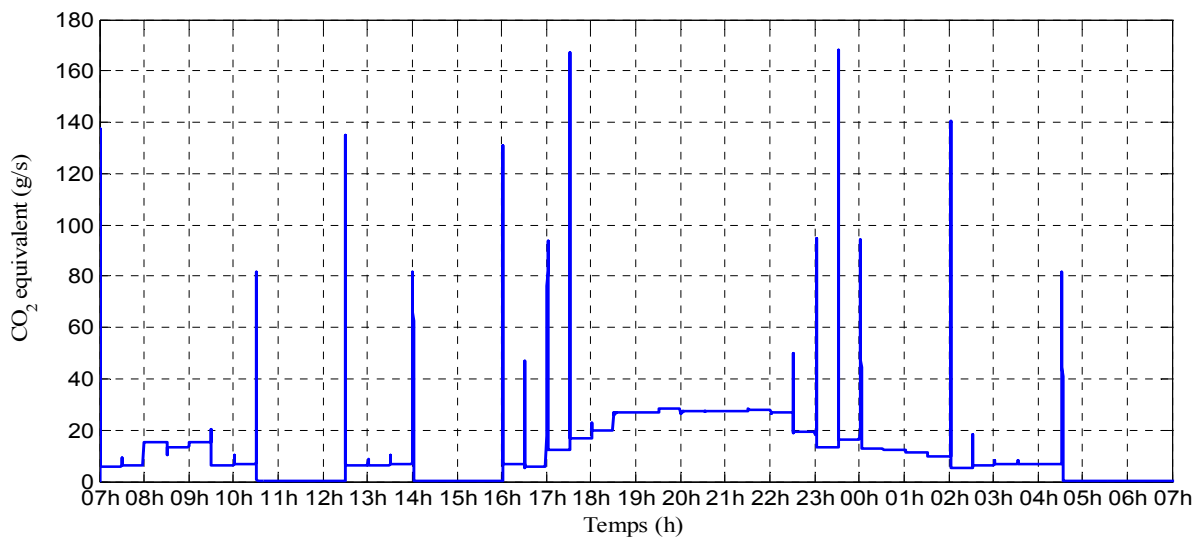


Fig. 4.76. Coût de CO₂ équivalent (g/s)

4.4.6.4 Compromis entre les deux fonctions objectives (optimisation multi-objective)

Dans cette étude, une optimisation multi-objective est utilisée lors de la planification opérationnelle anticipative, pour chercher un compromis entre le coût du gaz consommé par les micro-turbines et leurs émissions de CO₂ équivalent. Sur la fig. 4.77 est présentée la puissance générée par l'ensemble des générateurs actifs dans le système.

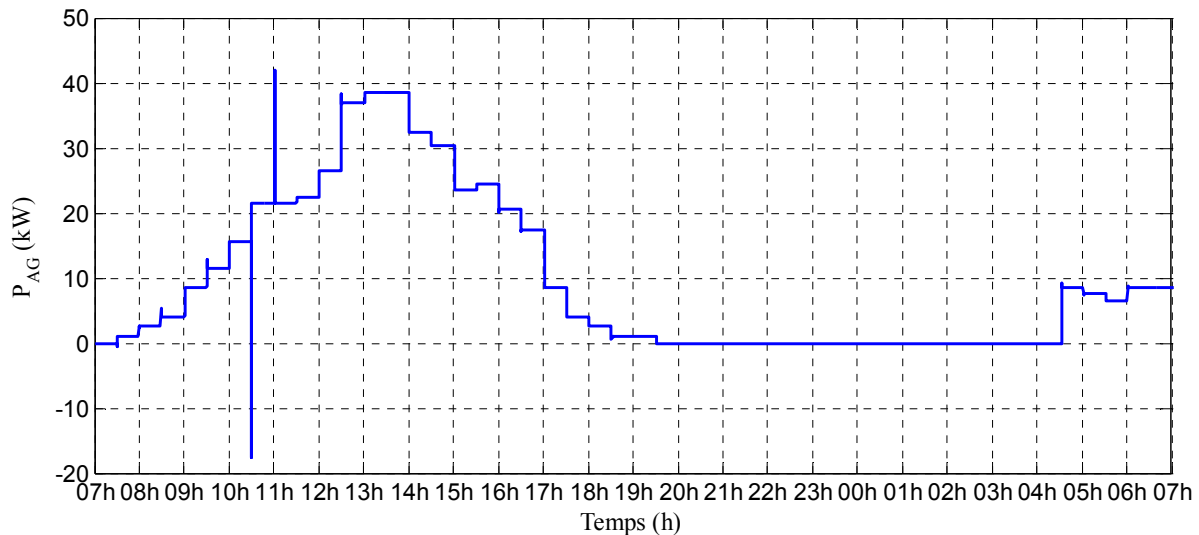


Fig. 4.77. Puissance générée par l'ensemble des générateurs actifs dans le système (P_{AG})

Sur les figures 4.78 – 4.80 sont présentées les puissances générées par les trois micro-turbines. Sur les figures 4.81 et 4.82 sont présentées le coût du carburant consommé et les émissions du CO_2 équivalent.

Des crêtes entre 0.75-0.8 P.U. sont clairement visibles dans la répartition statistique des puissances des micro-turbines 1 et 2, présentées sur les fig. 4.81 et 4.82 : ce sont des régimes de fonctionnement où les émissions de CO_2 équivalent sont minimales et le rendement est élevé.

Le coût du carburant consommé par les générateurs pour les 24 heures étudiées est de 146,62 euros et le coût des émissions du CO_2 équivalent est de 35,36 euros. Cela fait un coût total de fonctionnement du système de 181,95 euros. Une comparaison avec les résultats de la simulation sans optimisation de la planification opérationnelle montre que grâce à cette optimisation et les générateurs actifs, le coût du carburant consommé est réduit de 4,1%, les émissions de CO_2 équivalent sont réduites de 29,3% et le coût total du fonctionnement pour les 24h est réduit de 10,3%.

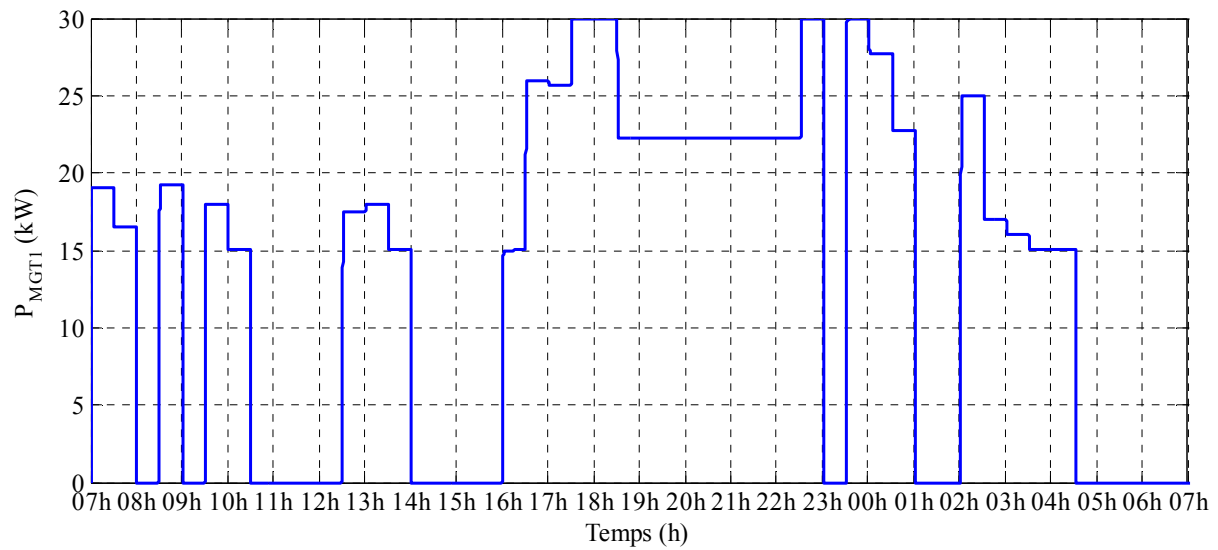


Fig. 4.78. P_{MGT_1}

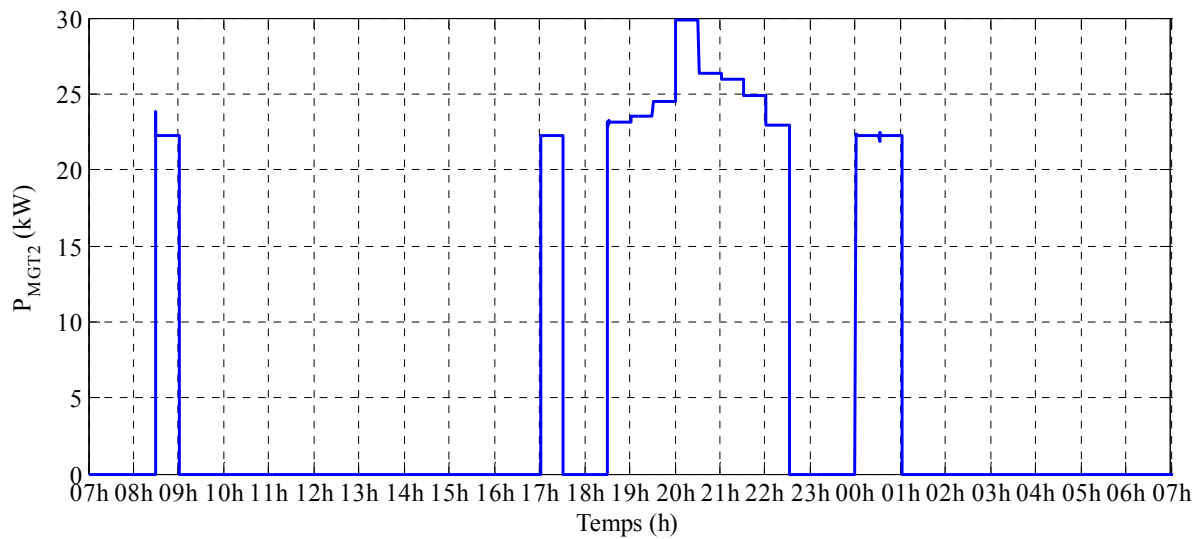


Fig.4.79. P_{MGT_2}

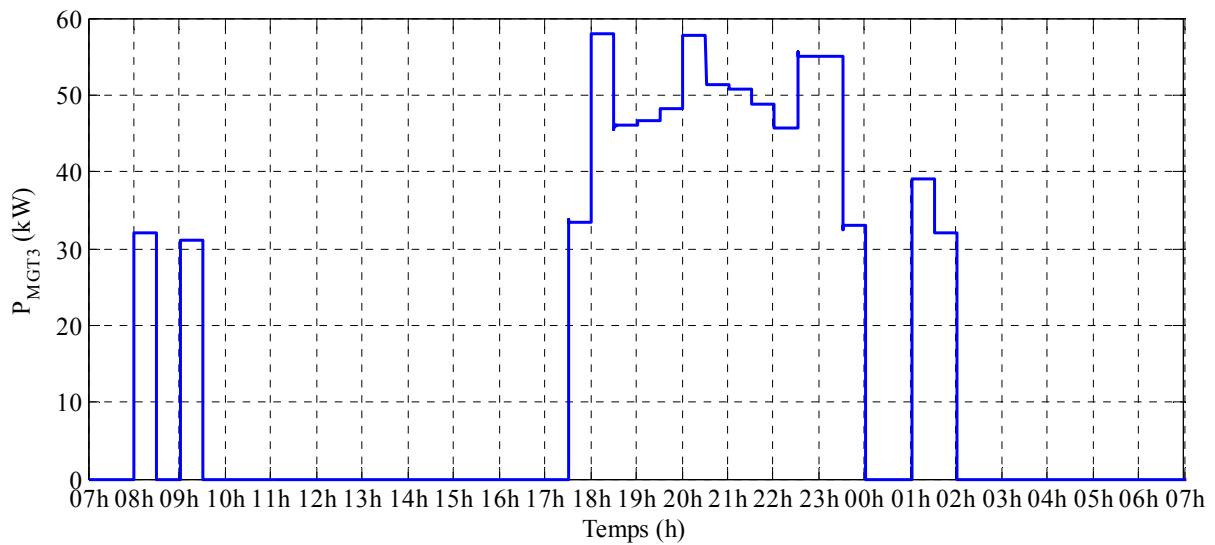


Fig. 4.80. P_{MGT_3}

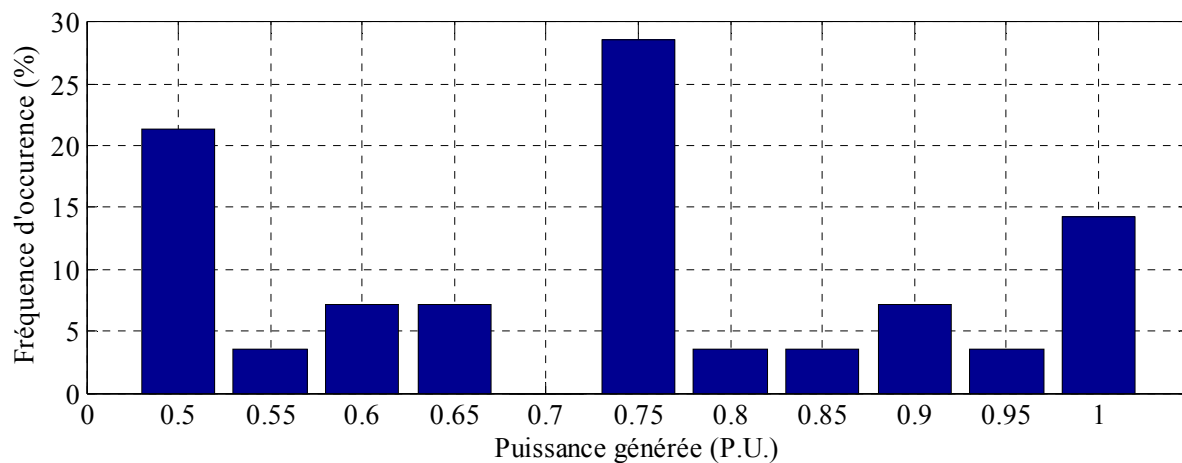


Fig. 4.81. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 1 (30kW)

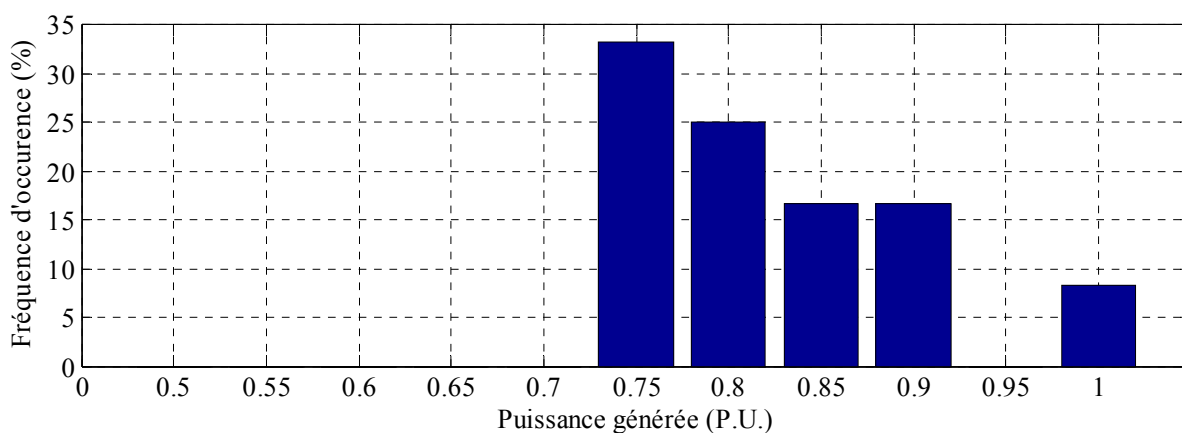


Fig. 4.82. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 2 (30kW)

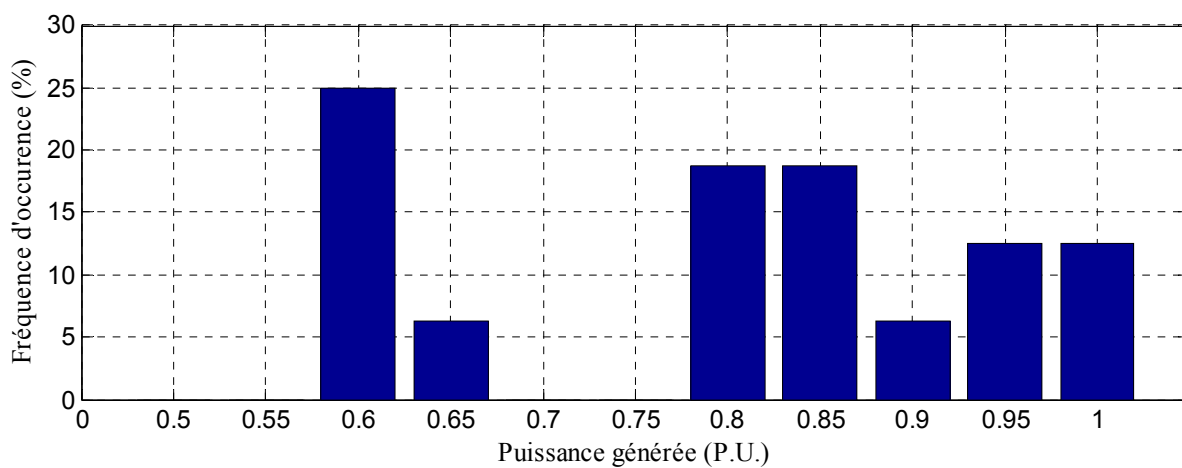


Fig. 4.83. Répartition des points de fonctionnement de la micro-turbine à gaz 3 (60kW)

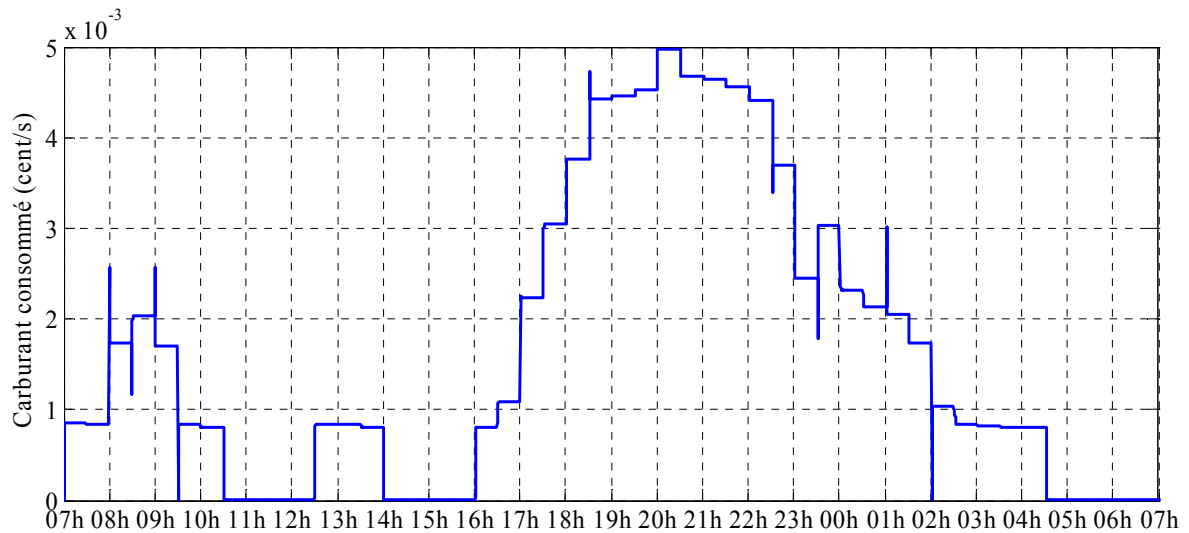


Fig. 4.84. Coût du carburant consommé (cent/s)

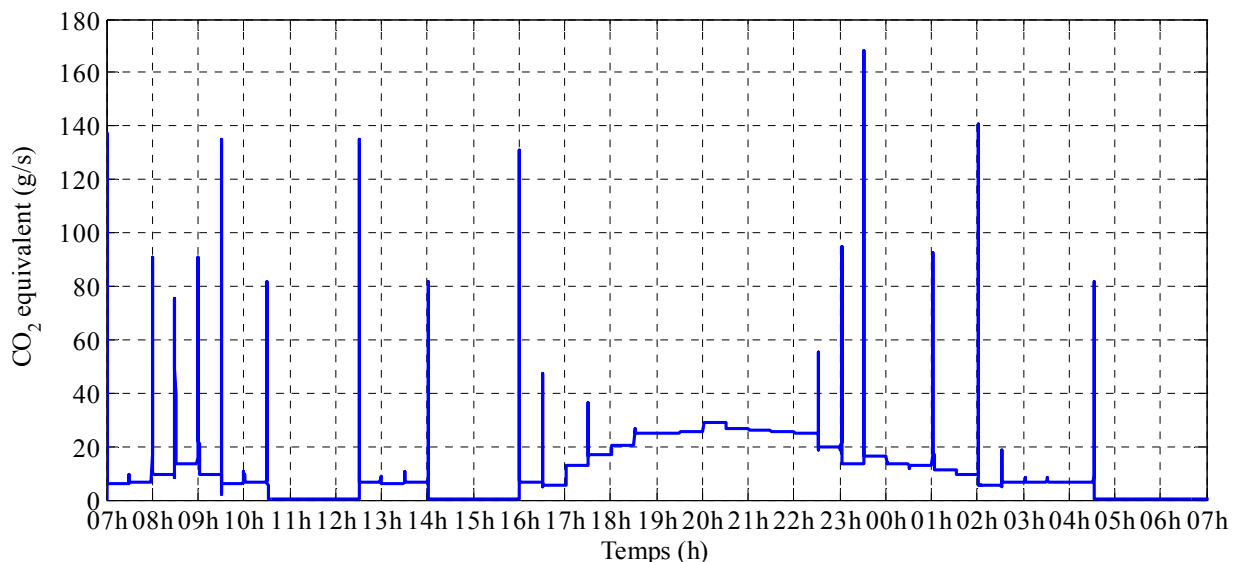


Fig. 4.85. CO₂ équivalent (g/s)

4.4.7. Synthèse des résultats sur la planification en J-1

Afin d'analyser l'efficacité de l'algorithme de planification opérationnelle par programmation dynamique et les avantages et flexibilité offerts par les générateurs actifs PV, huit simulations ont été effectuées.

Tout d'abord, en l'absence de générateurs basés sur des sources d'énergie renouvelables, la capacité de l'algorithme à optimiser la gestion long-terme des générateurs conventionnels (micro turbines à gaz) a été testée. Au début une simulation sans optimisation de la planification opérationnelle est faite. Dans ce cas, la charge est répartie entre les générateurs proportionnellement à la puissance nominale de chaque micro turbine à gaz. Ensuite, trois simulations sont faites, chacune avec sa fonction objective: soit les émissions de CO₂ équivalent, soit le coût du carburant consommé, soit une optimisation multi objectif afin d'arriver à un compromis entre les deux objectifs précédents.

Les résultats (tableau 4.1) montrent tout d'abord qu'une procédure d'optimisation est capable d'apporter des économies de l'ordre de 4% du coût du fonctionnement. Aussi, chaque optimisation particulière arrive à atteindre son but. Cependant, la différence entre les résultats

obtenus avec chacune des optimisations particulières n'est pas très grande. Cela provient du fait que la caractéristique de la consommation du carburant en fonction de la puissance générée par les micro-turbines à gaz est comprise dans le calcul des émissions du CO₂ équivalent: l'optimisation afin de réduire ces émissions optimise aussi indirectement la consommation du carburant. Aussi, la non-linéarité des émissions du CO₂ équivalent en fonction de la puissance générée par les micro-turbines à gaz (fig. 4.13, 4.16 et 4.19) est plus prononcée que la non-linéarité du carburant consommé (fig. 4.14, 4.17 et 4.20), ce qui induit de meilleurs résultats si l'on veut minimiser les émissions du CO₂ équivalent.

Tableau 4.1. Synthèse des résultats expérimentaux sans générateur PV

	CO ₂ équivalent (€)	Carburant (€)	Total (€)
Sans optimisation	58,66	189,75	248,41
Minimisation du CO ₂ équivalent	53,42 (-8,9%)	183,74 (-3,1%)	237,17 (-4,5%)
Minimisation du carburant consommé	55,17 (-5,9%)	182,19 (-3,9%)	238,36 (-4%)
Optimisation multi-objective	54,7 (-6,7%)	183,62 (-3,2%)	238,32 (-4%)

En présence de générateurs actifs PV, l'augmentation de l'efficacité a été évaluée, ainsi que les économies qui peuvent être apportées par l'algorithme d'optimisation de la planification opérationnelle en utilisant les nouvelles options et la flexibilité que les générateurs actifs nous offrent. Tout d'abord, une expérimentation est faite sans optimisation de la planification opérationnelle et sans utilisation du stockage dans les générateurs actifs.

En observant les résultats, présentés dans les tableaux 4.1 et 4.2, l'importance des économies en CO₂ équivalent est appréciable. Elle est apportée par l'utilisation du stockage par l'algorithme d'optimisation par programmation dynamique. L'énergie échangée avec les batteries (stockée puis ensuite déstockée) est de 71,5 kWh. L'énergie consommée par les charges durant la période considérée est de 1082,5 kWh. Cela fait une utilisation énergétique du stockage de 6,6% de l'énergie consommée.

L'énergie totale générée par les générateurs actifs durant la période examinée est de 236,75 kWh et donc le taux de pénétration PV est 21,8% dans le mix énergétique de ce micro-réseau urbain. En effet, les trois micro-turbines à gaz sont parfois en veille et les charges sont alimentées uniquement par les générateurs actifs (et plus précisément par l'énergie stockée dans les batteries). Comme dans les simulations précédentes, les différences dans les résultats, obtenus avec différentes fonctions objectives, n'est pas très grande, cependant chacune arrive à atteindre son objectif.

Tableau 4.2. Synthèse des résultats expérimentaux avec générateur PV actif

	CO ₂ équivalent (€)	Carburant (€)	Total (€)
Sans optimisation	50,03	153	203,03
Minimisation du CO ₂ équivalent	34,67 (-30%)	146,56 (-4,2%)	181,23(-10,7%)
Minimisation du carburant consommé	35,63 (-28,7%)	145,87 (-4,6%)	182,5 (-10,1%)
Optimisation multi-objective	35,36 (-29,3%)	146,59 (-4,1%)	181,95 (-10,3%)

4.5. Evaluation expérimentale de l'ajustement

4.5.1. Contexte et scénario étudié

Cette partie a pour but de tester la capacité de l'algorithme de gestion sur le moyen terme réalisant l'ajustement des références de puissance des générateurs, en cas de différence entre les prévisions réalisées 24h à l'avance et les prévisions 30 min à l'avance. Le même environnement matériel est utilisé (fig. 4.5). Le scénario du paragraphe 4.4.4.4 est repris, mais

l'intervalle de temps étudié est entre 07h et 08h. Ce qui nous intéresse est de voir si, en cas de déviations de la courbe de charge et de la production PV par rapport aux prévisions 24h à l'avance, le système de gestion moyen terme peut réagir et ajuster les références de puissance des générateurs de façon à ce que l'alimentation des charges reste non-interrompue.

Dans cette expérimentation, les prévisions, faites 24h à l'avance sont modifiées le matin : il a été prévu qu'à 7h30 la puissance cumulative des installations PV des générateurs actifs sera de 1500W (fig. 4.86) et que la charge va baisser de 19kW à 18kW entre 7h et 7h30 (fig. 4.87). Tout écart entre la prévision de la veille et celle réalisée une heure avant est pris en charge par le réglage primaire des générateurs. Concernant les écarts sur la production PV, les générateurs actifs sont à même de les corriger eux même afin de ne pas impacter le reste du parc de production du système électrique. Cependant, des écarts sur la demande (consommation) peuvent apparaître simultanément, il est donc judicieux de prendre en considération l'écart net. Par exemple, les systèmes de gestion du générateur actif vont solliciter les batteries pour compenser un manque d'énergie PV (la charge n'ayant pas diminuée). Cependant, si l'état de charge des batteries est insuffisant, le MCEMS doit réaliser un ajustement de la référence de puissance d'une des micro-turbines à gaz. Cet ajustement est fait pour tout écart qui est prévu en avance (chapitre 3, paragraphe 3.6).

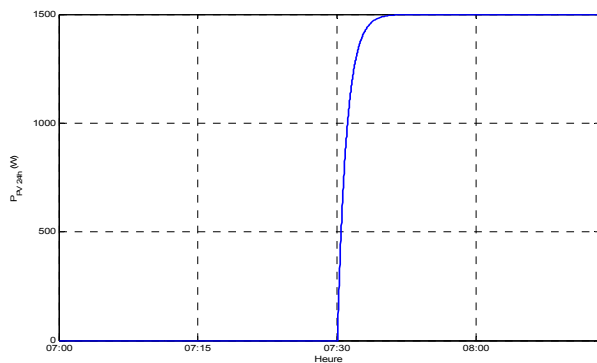


Fig. 4.86. Prévision J-1 pour la puissance PV (P_{PV_24h})

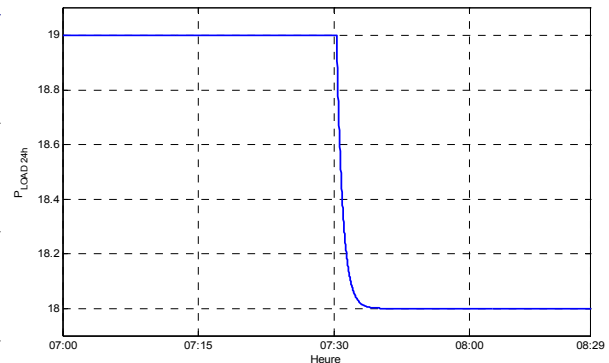


Fig. 4.87. Prévision J-1 pour la charge (P_{LOAD_24h})

Dans le scénario étudié pour exemple, le MCEMS a fait l'optimisation de la planification opérationnelle 24h à l'avance. Entre 07h et 08h les charges sont alimentées uniquement par la micro-turbine à gaz 1 (30kW) et par les générateurs actifs. Les références de puissance prévisionnelles (24h à l'avance) pour la micro-turbine à gaz 1 et pour l'ensemble des générateurs actifs sont présentées sur les fig. 4.88 et 4.89.

Cependant, une heure avant, les prévisions sont mises à jour. La matinée s'avère nuageuse et la puissance PV disponible réellement est nulle au lieu des 1500W prévus la veille (fig. 4.82). Selon l'algorithme d'ajustement (chapitre 4, paragraphe 4.8) intégré dans le MECMS peut laisser la référence de puissance des générateurs actifs sans modification, à condition qu'il y a suffisamment d'énergie stockée dans les batteries (Scénario 1 développé dans le paragraphe 4.5.2.1) ou modifier la référence de puissance d'une des micro-turbines à gaz (Scénario 2 développé dans le paragraphe 4.5.2.2).

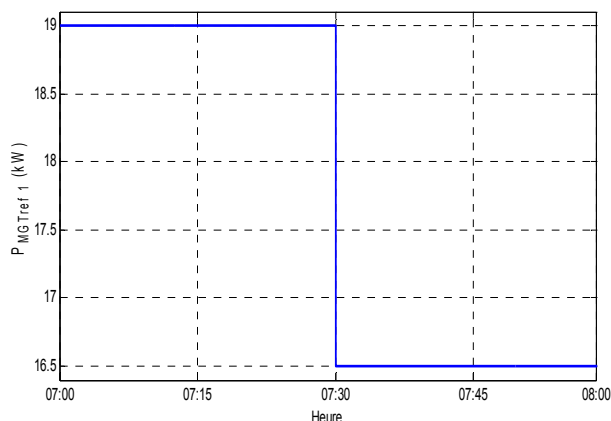


Fig.4.88. Référence de puissance J-1 pour la micro-turbine à gaz 1 ($P_{ref_MGT_1}$)

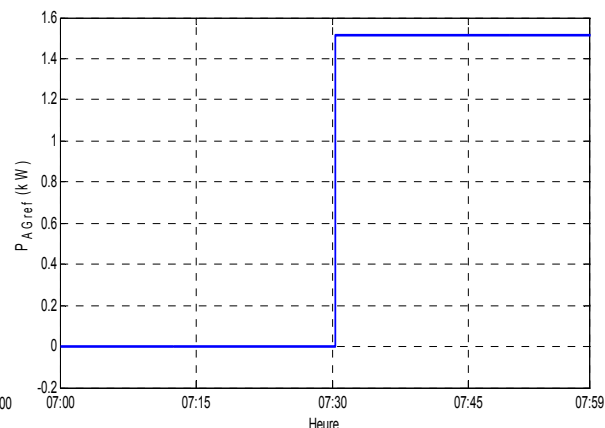


Fig.4.89. Référence de puissance J-1 pour l'ensemble des générateurs actifs

4.5.2. Résultats obtenus par simulation en temps réel

4.5.2.1 Scénario 1. Etats de charge des batteries suffisant

Les conditions d'expérimentation restent identiques à celles de la figure 4.9 et visent à valider l'algorithme d'ajustement implantés dans le MCEMS du SCADA. Chaque générateur actif informe le MCEMS de l'état de charge des batteries (SOC) (fig. 4.9). Si l'état de charge des batteries est suffisant pour couvrir le manque de puissance PV, l'algorithme de gestion moyen-terme laisse les références de puissance des générateurs actifs sans modification. Pour compenser le manque de puissance PV, l'appel de puissance depuis les batteries est fait automatiquement par les algorithmes de pilotage local des générateurs actifs (chapitre 2.2.2). La puissance cumulative des générateurs actifs ($P_{AG}=P_{Bat}$) est présentée sur la fig. 4.90.

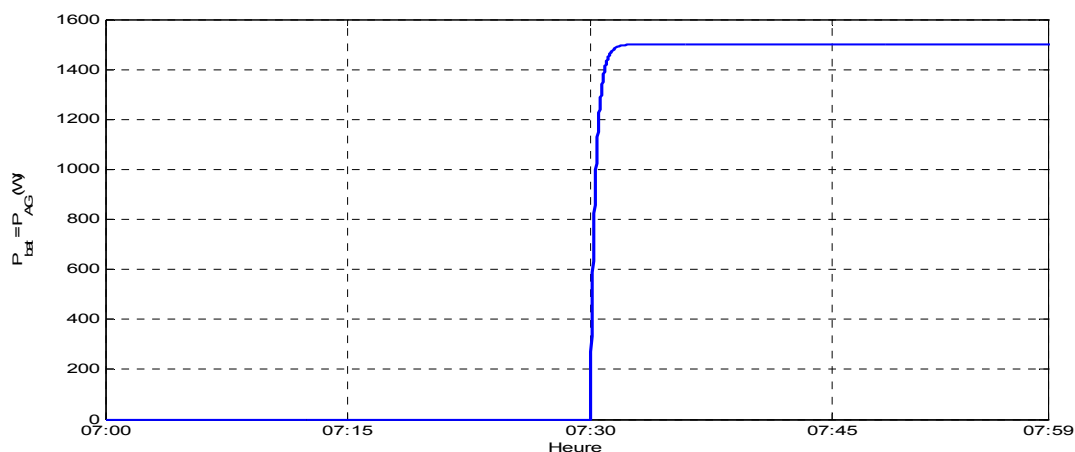


Fig. 4.90. Puissance générée par les générateurs actifs ($P_{AG}=P_{bat}$)

4.5.2.2 Scénario 2. Etat de charge des batteries insuffisant

Au cours de ce scénario, l'algorithme de gestion moyen-terme est obligé de modifier la référence de puissance d'une des micro-turbines à gaz. La référence de puissance P_{AG_ref} planifiée était de 1,5kW, maintenant elle est nulle. Dans ce cas, la référence de puissance d'une des micro-turbines à gaz doit être augmentée de 1,5kW pour assurer l'alimentation des charges. Etant donné que la micro-turbine 1 est en marche durant la période en question et que la nouvelle référence de puissance est inférieure à sa puissance nominale, l'algorithme d'ajustement moyen-terme a choisi de modifier sa référence de puissance. La nouvelle

référence de puissance et la puissance, générée par la micro-turbine à gaz 1 sont montrées sur les fig. 4.91 et 4.92.

L'impact de cette modification sur l'optimisation réalisée la veille est maintenant évalué. Pour les 30 minutes de fonctionnement entre 7h30 et 8h00, la micro turbine à gaz 1 avec la référence de puissance $P_{Ref_MGT_ref_1_h-1}=18\text{ kW}$ a consommé du carburant pour un prix total de 1,51 € et les émissions de CO_2 équivalent sont de 11,5 kg. Si il n'y avait pas d'ajustements imprévus, la référence de puissance P_{MGT_1} serait égale à 16,5 kW, la micro turbine aurait consommé du gaz naturel pour un prix de 1,48 €, c'est-à-dire que le coût de cet ajustement est de 0,03€. Les émissions de CO_2 équivalent seraient 12,1 kg si il n'y avait pas eu d'ajustement. Les émissions de CO_2 équivalent sont inférieures après l'ajustement (600 g de CO_2 équivalent ont été épargnés), parce que le point de fonctionnement après l'ajustement est plus proche de l'optimum pour la micro-turbine 1 (fig. 4.15).

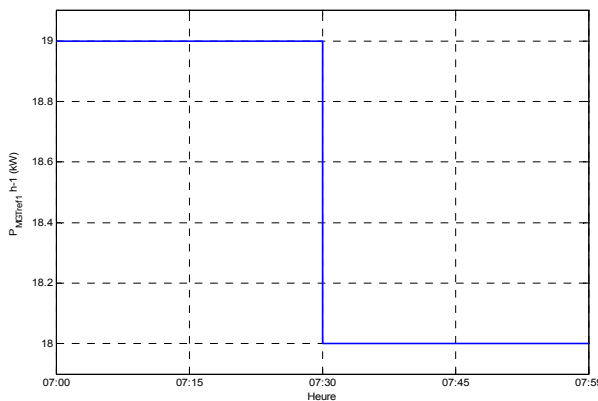


Fig. 4.91. Mise à jour de la référence
($P_{Ref_MGT_ref_1_h-1}$)

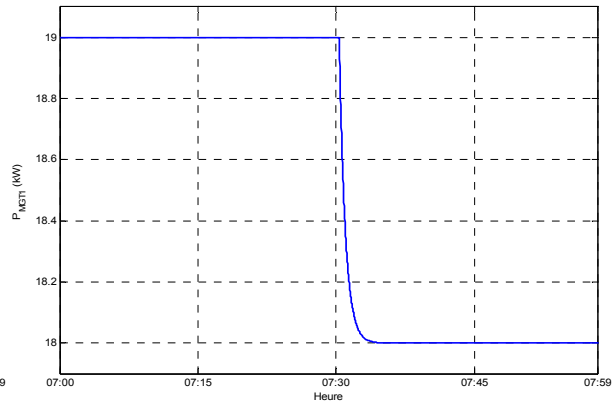


Fig. 4.92. Puissance, générée par la
micro-turbine à gaz 1 (P_{MGT_1})

4.6. Expérimentations temps réel avec un générateur actif PV

4.6.1. Objectif et présentation des équipements expérimentaux

Précédemment, la stratégie d'ajustement a été validée en simulant en temps réel le générateur actif PV et son contrôleur local (fig. 4.9). Dans cette partie, les expérimentations avec un vrai générateur actif PV intégrés dans la simulation temps réel sont présentées pour prendre en considération ses caractéristiques et son temps de réponse (fig. 4.93).

Le prototype du générateur actif est composé d'une production PV (puissance crête 3kW), des batteries avec une capacité de 106 Ah et des super condensateurs 48V 36kWhmin, couplées à travers des hacheurs sur un bus DC commun. Le générateur actif est connecté au réseau triphasé par un onduleur. Le système de pilotage local du générateur actif est connecté au réseau de communication, utilisé pour la supervision de l'ensemble du système électrique. Une carte DSpace, connectée à un ordinateur est utilisée pour implémenter le contrôleur local du générateur actif.

Les informations du générateur actif, échangées avec le poste de supervision du système sont : la référence de puissance du générateur actif (P_{ref_ag}) avec un pas de 30min, la puissance générée par le générateur actif (\hat{P}_{ag}), l'état de charge des batteries (P_{bat}), les tensions mesurées du réseau (U_{res}) et les courants mesurés, injectés au réseau (I_{res}). Les modèles des micro-turbines à gaz et les charges sont simulés sur le simulateur RTlab, comme présenté sur la fig. 4.89 et les tensions triphasées sont reproduites en instantané par un amplificateur sur lequel est raccordé le générateur actif. Les courants triphasés sont mesurés en instantané et

Simulateur temps réel

RT-LAB

MGT 1 (30kW)

AC/AC

Contrôleur Local

Smart meter

MGT 2 (30kW)

AC/AC

Contrôleur Local

MGT 3 (60kW)

AC/AC

Contrôleur Local

Réseau électrique

Amplificateur

D/A

13

A/D

Générateur actif

DC/DC

DC/DC

DC/AC

Contrôleur Local

dSPACE

Réseau de communication, OPC protocole

Microgrid Central Energy Management System & SCADA (PCVue)

PcVue

Variables de puissance (indiquées par des flèches rouges) :

- \hat{P}_{MGT_1} , \hat{P}_{MGT_2} , \hat{P}_{MGT_3} , \hat{P}_{Load} (du simulateur vers le réseau de communication)
- $P_{Ref_MGT_1}$, $P_{Ref_MGT_2}$, $P_{Ref_MGT_3}$, P_{Ref_ag} (du réseau de communication vers le simulateur)
- \hat{P}_{ag} , E_{Bat} , U_{res_eff} , I_{res} (du générateur actif vers le réseau de communication)

Le but de ces expérimentations est de prouver à travers des simulations temps-réel avec un vrai prototype de générateur actif et un vrai réseau de communication que le système étudié peut réellement assurer l'équilibre des puissances en instantané et alimenter des charges sans interruption, malgré les fluctuations de la puissance PV. La première expérimentation vise à démontrer la capacité du contrôleur local du générateur actif à réagir instantanément au manque de puissance PV. Ensuite, une deuxième expérimentation est faite, cette fois les batteries étant vides ($SOC_{Bat} \leq SOC_{Bat_min}$), le but est de tester la capacité du système de supervision à réagir sans délai dans cette situation spécifique. Dans ce cas, la supervision centrale du micro-réseau doit modifier la référence de puissance d'un des autres

générateurs, la micro-turbine à gaz 1, afin de compenser le manque de puissance du générateur actif.

Dans cette partie, les scénarii restent les mêmes que dans le paragraphe 5.6, mais l'intervalle de temps étudié est réduit à 1 minute, parce que ces expérimentations ont pour but d'étudier le comportement du système sur le court-terme. L'échelle de temps est comprise entre 7h30 et 7h31. Une puissance $P_{PV}=1500W$ à 7h30 a été prévue 24h à l'avance, mais, le matin, cette prévision est mise à jour et il s'avère que la puissance disponible des installations PV est nulle.

4.6.2. Compensation du manque de puissance PV par l'énergie stockée dans les batteries

Dans ce scénario, l'état de charge des batteries est suffisant pour compenser la manque de puissance PV ($SOC_{Bat} > SOC_{Bat_min}$). La veille, il a été prévu une puissance PV de 1500W à 7h30, mais le matin la prévision est mise à jour et il s'avère que $P_{PV_prev_h-1}=0$, donc il n'y aura pas de puissance PV disponible. La puissance du générateur actif est présentée sur la fig. 4.94. Dans ce cas, il n'y a pas besoin de modifier la référence de puissance pour la micro-turbine à gaz et elle reste la même, comme planifiée 24h à l'avance. La puissance générée par la micro-turbine est présentée sur la fig. 4.95.

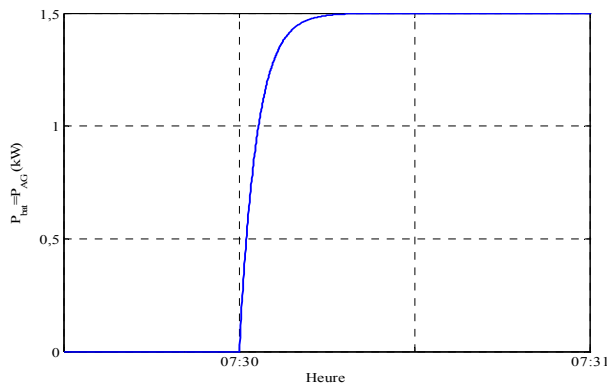


Fig. 4.94. Puissance, générée par le générateur actif (\hat{P}_{AG})

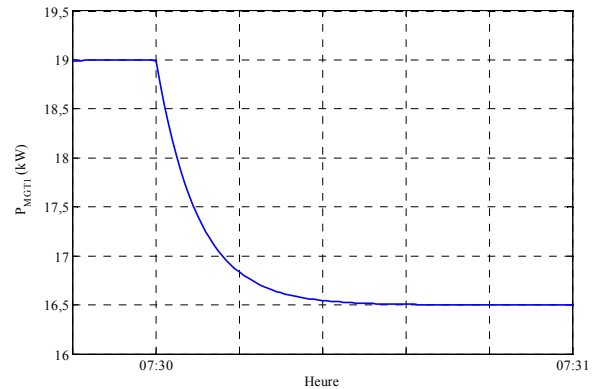


Fig. 4.95. Puissance, générée par la micro-turbine à gaz 1 (P_{MGT_1})

4.6.3. Compensation du manque de puissance PV par modification de la référence de puissance de la micro-turbine à gaz

Dans cette expérimentation, l'état de charge des batteries n'a pas été suffisant pour compenser le manque de puissance PV, ($SOC_{Bat} \leq SOC_{Bat_min}$). Le système de supervision a modifié la référence de puissance $P_{ref_mgt_1}$ pour compenser l'incertitude (fig. 4.96). Au lieu de 16,5 kW, la turbine va générer 18kW. La puissance, générée par la micro-turbine à gaz 1 est présentée sur la fig. 4.97.

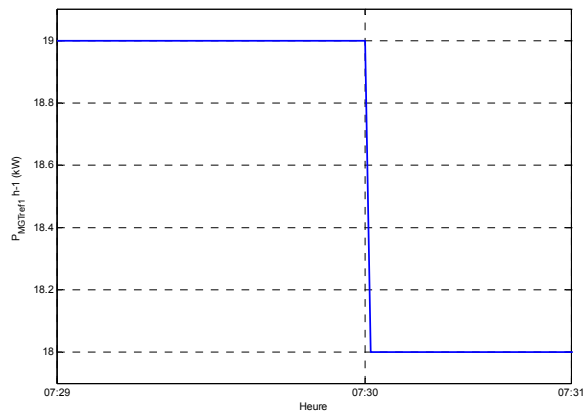


Fig. 4.96. Référence de puissance de la micro-turbine à gaz 1 ($P_{Ref_MGT_1}$)

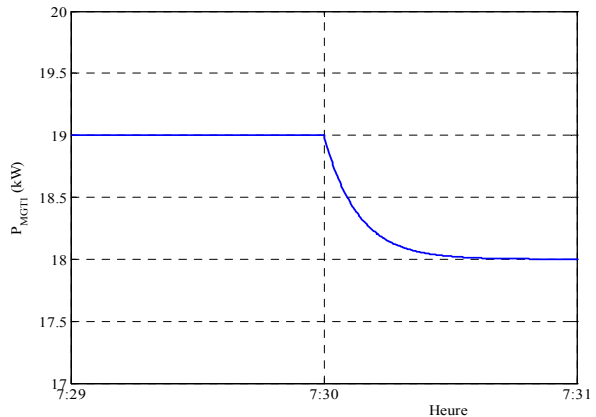


Fig. 4.97. Puissance, générée par la micro-turbine à gaz 1 (P_{MGT_1})

4.7. Conclusion

Dans ce chapitre, des résultats des simulations temps réel du fonctionnement d'un micro-réseau urbain composé de 12 générateurs PV actifs (chacun avec une puissance crête de 3kW), trois micro-turbines à gaz avec des puissances nominales de 30kW, 30kW et 60kW, étaient présentés. Les générateurs étaient pilotés par un système de supervision centralisé, intégrant des algorithmes de gestion sur le long et moyen terme. L'incertitude des prévisions de la courbe de charge et les fluctuations rapides de la puissance générée par les installations PV sont compensées par le réglage primaire, intégré dans les contrôleurs locaux des générateurs.

Tout d'abord, des simulations temps réel du fonctionnement du système avec une planification opérationnelle 24h à l'avance ont été réalisées. Cette série d'expérimentations était faite pour prouver la fonctionnalité de l'algorithme de planification opérationnelle par programmation dynamique. Pour pouvoir comparer les résultats de toutes les simulations dans ce chapitre, les mêmes profils des courbes prévisionnelles de la consommation et de la production PV ont été utilisés pour toutes les expérimentations.

Différents tests ont été réalisés: sans optimisation et avec optimisation de la planification opérationnelle, sans intégration des générateurs PV, avec des générateurs conventionnels PV et finalement des générateurs actifs PV qui offrent des nouvelles flexibilités pour le gestionnaire du micro-réseau. L'optimisation opérationnelle a été réalisée avec trois fonctions objectifs: la quantité du carburant consommée, la masse de CO₂ équivalent rejetée dans l'atmosphère et enfin une optimisation multi-objective pour trouver un compromis entre les deux objectifs.

Les résultats des expérimentations avec un système sans générateurs PV (tableau 4.1) montrent que la procédure d'optimisation seule est capable d'apporter des économies de l'ordre de 4% du coût du fonctionnement.

Ensuite, les résultats des expérimentations en présence de générateurs actifs PV ont montré les économies qui peuvent être apportées par l'algorithme d'optimisation de la planification opérationnelle et utilisant les nouvelles options et flexibilité que les générateurs actifs offrent. En observant les résultats, présentés dans les tableaux 4.1 et 4.2, l'importance des économies en CO₂ équivalent est appréciable. Elle est apportée par l'utilisation du stockage, intégré dans les générateurs actifs, par l'algorithme d'optimisation par programmation dynamique. En effet, dans certaines périodes de temps, toutes les trois micro-turbines à gaz sont en veille et les charges ont été alimentées uniquement par les générateurs actifs (et plus précisément par l'énergie stockée dans les batteries). Cependant, les différences

dans les résultats, obtenus avec des différentes fonctions objectives, n'est pas très grande. Chaque fonction objectif a atteint son but et apporté des réductions à la fois dans les quantités de CO₂ équivalent et dans la consommation du carburant. La proximité des résultats avec des différentes fonctions objectifs peut aussi être expliquée par la liaison entre les deux fonctions objectifs : les émissions du CO₂ équivalent sont aussi influencées par la consommation du carburant et le rendement de la micro-turbine à gaz.

Une deuxième série d'expérimentations a été réalisée pour tester l'algorithme d'ajustement moyen-terme. Une variation dans la valeur prévue de la puissance PV a été considérée. Dans les deux scénarios étudiés, le système de gestion du micro-réseau est obligé de réviser les références de puissance des générateurs pour répondre aux circonstances imprévues, dues à l'incertitude des prévisions réalisées 24h à l'avance. Dans le premier scénario, l'énergie stockée dans les batteries des générateurs actifs était suffisante pour compenser le manque de puissance PV et assurer l'alimentation continue des charges. Dans le deuxième scénario, les batteries étaient déchargées et l'algorithme d'ajustement moyen-terme a modifié la référence de puissance d'une des micro-turbines à gaz pour alimenter les charges.

Enfin, des expérimentations avec du matériel ont été présentées. Un prototype de générateur actif avec un contrôleur local a été connecté au simulateur temps réel à travers un réseau de communication. Les modèles des micro-turbines à gaz et les charges ont été simulés sur le simulateur RTlab. La supervision du système a été exécutée sur un autre PC dédié. La communication entre les sources et le MCEMS est réalisée à travers un vrai réseau de communication, déployé sur la plate-forme « Energies Réparties ». Les résultats montrent que le système est capable de fonctionner et assurer une alimentation non-interrompue des charges, avec du matériel réel et un réseau de communication et coordination des générateurs. Deux tests ont été réalisés : au cours du premier scénario, le générateur actif a compensé le manque de puissance PV avec l'énergie stockée dans les batteries. Dans le deuxième scénario, les batteries étaient déchargées et le MCEMS a modifié la référence de puissance de la micro-turbine à gaz 1 pour compenser l'absence de production P_{pv} , sans interrompre l'alimentation des charges.

Conclusion générale

L'intérêt pour une production d'électricité qui minimise la pollution de l'environnement et qui soit plus économique conduit actuellement à une augmentation de la production décentralisée d'électricité à base de sources d'énergie renouvelables (solaire, éolien etc.). Ce type de production a toujours existé dans les réseaux de distribution, mais sa présence n'a jamais été d'une ampleur significative pour avoir un impact sur le fonctionnement du réseau. Au-delà d'un taux de pénétration, le caractère stochastique, parfois peu prévisible et surtout non-pilotable des générateurs à base d'énergies renouvelables aggravent ces impacts. Les systèmes de réglage actuellement mis en place ne sont plus suffisants car leur fonctionnement n'est pas adapté pour faire face à la dynamique et aux besoins additionnels de puissance. Cela a pour conséquence de limiter le développement de la production décentralisée. Il est donc important de rechercher des solutions permettant de résoudre ce problème et favoriser l'insertion de production décentralisée, tout en préservant la sûreté du système électrique, garantissant la continuité du service et de la fourniture de l'énergie électrique.

Une solution est d'exploiter les sources locales pilotables de production d'électricité. Pour réduire la complexité liée à leur grand nombre, une organisation possible consiste à créer des zones locales de réglage pour lesquelles l'équilibre offre demande est réalisée. Cette fonction peut être confiée à un gestionnaire spécialisé ayant la charge de constituer des micro-réseaux ou groupements de consommateurs, producteurs et dispositifs de stockage, le tout pilotées localement. Les systèmes de gestion de ces micro-réseaux (contrôleurs centraux, MCEMS) pourront communiquer leurs demandes ou excès d'énergie avec les opérateurs des réseaux en facilitant de cette manière la planification opérationnelle et le dispatching de l'ensemble du système électrique.

Les travaux dans cette thèse apportent des contributions au développement de ce système de gestion. La méthode proposée vise à prédéterminer le profil de production des générateurs de manière à réaliser une optimisation globale d'une fonction objective puis à ajuster les points de fonctionnement au cours de la journée afin de prendre en compte les écarts rencontrés. Spécifiquement, les contributions concernent la conception d'une planification opérationnelle des moyens de production (gestion long terme) à partir de prédictions de la charge et de la production PV en utilisant une programmation dynamique adaptée. Puis, en utilisant un réseau de communication, un algorithme d'ajustement (gestion moyen terme) a été conçu et exécuté toutes les $\frac{1}{2}$ heures de manière à prendre les déviations par rapport aux prédictions. L'utilisation de ces outils a mené à des solutions optimales pour le réseau étudié permettant de:

- Maximiser la production des sources renouvelables selon leur disponibilité mais aussi leur durée d'utilisation au sein du système électrique à l'aide des moyens de stockage,
- Minimiser le coût économique de l'énergie produite au sein du micro-réseau,
- Minimiser les quantités de CO₂ équivalent émises par les générateurs conventionnels.

Le premier chapitre a présenté les principes généraux de la production d'électricité à base d'énergie renouvelable et non renouvelable et a rappelé le fonctionnement actuel des réseaux électriques pour situer les enjeux et innovations attendues dans les futurs réseaux dits intelligents.

Le second chapitre concerne spécifiquement les générateurs (de faible puissance) contrôlables par le gestionnaire : un générateur PV actif et des micro turbines à gaz. Leur principe est détaillé, caractérisé et modélisé en vue d'une utilisation dans un système de gestion énergétique. Une approche de suivi du point de puissance maximale et puissance limitée de l'installation PV du générateur actif, basée sur la logique floue est élaborée et

validée par simulations. Ce système de suivi du point de puissance maximale et limitée est nécessaire pour garantir un fonctionnement optimal dans les divers régimes spécifiques de fonctionnement du générateur actif (mode en puissance maximale et mode en limitation de puissance). L'organisation d'un système de gestion énergétique pour un micro-réseau est rappelée avec les différentes fonctions de contrôle et le principe d'une pré-optimisation la veille pour le lendemain en utilisant des prédictions de consommation et de production et d'ajustement en cours d'exploitation afin de prendre en compte les aléas.

Dans le troisième chapitre, un algorithme de planification opérationnelle déterministe du parc de production d'électricité est développé pour concevoir ce système de gestion. L'enjeu était d'intégrer dans cette gestion les moyens de production contrôlables de manière à les utiliser pour le réglage du micro réseau et optimiser son exploitation. La programmation dynamique est utilisée pour minimiser le coût économique total de production d'électricité, la consommation du carburant ou les émissions de CO₂ équivalent. Pour améliorer la précision, une technique d'ajustement exploitant le réseau de communication entre les générateurs et le gestionnaire de réseau est aussi présenté.

Le quatrième chapitre traite un cas d'application pour valider l'implantation du système de gestion proposé dans un SCADA. Un micro réseau urbain est utilisé en mettant en œuvre du matériel réel au travers l'utilisation d'une simulation en temps réel. Des situations identiques sont reproduites permettant de vérifier les équilibres offre demande en présence d'un fort taux de pénétration d'énergie renouvelable, d'établir des comparaisons ainsi que des évaluations économiques et environnementales à l'aide d'indicateurs. Les algorithmes d'ajustement de la planification opérationnelle pour réduire l'incertitude des prévisions sont testés dans différents scénarii (manque temporaire et non-prévue de puissance PV, état de charge des dispositifs de stockage insuffisant). Les résultats montrent que la procédure d'optimisation du pilotage, présentée dans cette thèse peut apporter des économies dans le coût global du fonctionnement du micro-réseau étudié et dans les quantités de CO₂ équivalent, rejeté dans l'atmosphère, tout en préservant la stabilité du fonctionnement et la qualité de l'énergie électrique fournie.

Ces travaux ouvrent des perspectives de recherche. Sur le plan matériel, on peut envisager :

- l'utilisation d'autres technologies permettant d'apporter de la flexibilité pour la gestion du réseau (stockage centralisé, effacement de charges, transformateur électronique, ...),
- l'exploitation de la production de chaleur par les micro-turbines à gaz en rapport avec la consommation variable d'énergie thermique en utilisant notamment du stockage thermique.

Concernant les développements de la gestion, on peut citer :

- l'utilisation d'autres outils d'optimisation et l'évaluation comparative de leurs solutions trouvées,
- le développement de stratégies d'exportation planifiée d'énergie vers le réseau électrique ou achat planifié d'énergie du réseau de distribution, en fonction des signaux tarifaires,
- le développement d'algorithmes de reconfiguration pour garantir un niveau de fiabilité.

Bibliographie

A

[Aba 08] Abadie, L. M. and Chamorro, J.M., "European CO2 prices and carbon capture investments", Elsevier Energy Economics, vol. 30, no.6 pp. 2992-3015, 2008

[Abb 00] Malmquist, A., Aglen, O., Keller, E. et al., "Microturbines: speeding the shift to distributed heat and power. ABB MT 100 microturbine combined heat and power unit", ABB review, 2000

[Add 08] "The ADDRESS vision", Projet ADDRESS FP7, 2008, [réf de septembre 2013], disponible sur: http://www.addressfp7.org/index.html?topic=project_vision

[Ade 12] « Pointe électrique, effacement diffus, de quoi s'agit-il ? », Adème Press, 2012, [réf de mars 2013], disponible sur : <http://ademe.typepad.fr/presse/2012/12/>

[Ait 07] Aït Cheikh, M. S., Larbes, C. et al., "Maximum power point tracking using a fuzzy logic control scheme", Revue des Energies Renouvelables, vol. 10, no.3, pp. 387-395, 2007

[Aie 06] « AIE World energy outlook 2006 technical report », Agence Internationale de l'Énergie, 2006, [réf de juillet 2013], disponible sur : <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/weo2006.pdf>

[All 99] Eric Allen, Marija Ilic, "Price-Based Commitment Decisions in the Electricity Market", Springer-Verlag London Limited, London, 1999

[Als 12] Smart Grid demonstration projects, Alstom Grid, [réf de mars 2013], disponible sur: <http://www.alstom.com/grid/smart-grid/projects/demonstration-projects/>

[Alt 13] Hydro power, Alternative Energy News, 2010, [réf de janvier 2013], disponible sur: <http://www.alternative-energy-news.info/technology/hydro/>

[Ams 12] Amsterdam Smart City Project, 2012, [réf de août 2013] <http://amsterdamsmartcity.com>

[Aya 07] Ayad, M. Y. et al., "Voltage regulated hybrid DC power source using supercapacitors as energy storage device", Elsevier, energy Conversion and Management, vol. 48, pp. 2196-2202, 2007

[Aze 08] Azevedo, G. M. S., Cavalcanti, M. C., et al., "Evaluation of maximum power point tracking methods for grid connected photovoltaic systems", proceedings of the IEEE Power Electronics specialists Conference (PESC'08), 15-19 June island of Rhodes, Greece, 2008

B

[Bac 08] Bacha, S., Ocnasu, D., "RT-lab user testimony", 1st annual Opal-RT International users conference, Montreal, Canada, 12-13 juin, 2008

[Ban 11] Banos, R., Manzano-Agugliaro, F., Montoya, et al., "Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review", Elsevier Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 15, no.4, May 2011, pp. 1753-1766

[Bel 13] Beltran H., Bilbao E., Belenguer E., Etxeberria-Otaoui I., Rodriguez P., "Evaluation of Storage Energy Requirements for Constant production in PV Power Plants", IEEE trans. On Industrial Electronics, Vol. 60, No3, pp.1225-1234, March 2013

[Bel 57] Bellman, R., A Markovian Decision Process, Indiana Univ. Math., J. 6, No. 4, (1957), pp. 679–684

[Ber 10] Berseneff, B., « Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur », Thèse de doctorat de l’Institut Polytechnique de Grenoble sous la direction de N. Hadjsaïd et Y. Bésanger, G2ELAB, Grenoble, France, soutenue en 2010

[Ber 95] Bertsekas, D., Dynamic Programming and optimal control, Athena Scientific, 1995

[Bha 05] Bhatia, R.S., Jain, S.P., Jain, D. K. and Singh, B., “Battery Energy Storage System for Power Conditioning of Renewable Energy Sources”, PEDS 2005, Proceedings of the International Conference on Power Electronics and Drives Systems, 2005, Vol. 1, pp. 501 – 506.

[Bil 13] Bilbao, E., “Energy Management Strategies based on dynamic programming for applications with energy storage capacity”, Thèse de doctorat de l’Ecole Polytechnique fédérale de Lausanne, Suisse, sous la direction de A. Rufer et Ph. Barrade, no.5729, soutenue en 2013

[Boi 09] Boicea, A., Chicco, G. and Mancarella, P., Optimal operation of a microturbine cluster with partial-load efficiency and emission characterization, IEEE Powertech conference, Bucarest, Romania, 2009.

[Bps 12] Statistical review of world energy 2012, British Petroleum (BP), [réf de mars 2013], disponible sur:

<http://www.bp.com/extendedsectiongenericarticle.do?categoryId=9041566&contentId=7075262>

[Bru 03] Bruno, J.C., Massagues, L., Coronas, A., Power quality and air emission tests in a micro gas turbine cogeneration plant, International Conference on renewable energy and power quality (ICREPQ’03), Vigo, Spain, 2003

C

[Cam 07] Campoccia, A., et al. « Feed-in Tariffs for Gridconnected PV Systems: The Situation in the European Community », IEEE PowerTech Conference, pp.1981-1986, 2007

[Can 07] Canova, A., Chicco, G., and Mancarella, P., Assessment of the Emissions due to Cogeneration Microturbines under Different Operation Modes, POWERENG 2007, Setubal, Portugal, 2007

[Can 08] Canova, A., et al., Emission characterization and evaluation of natural gas-fueled cogeneration microturbines and internal combustion engines, Energy conversion and management journal, vol. 48, pp. 2900-2909, 2008

[Cas 09] “Le pari de l’éolien”, Centre d’Analyse Stratégique, 2009, [réf de février 2012], disponible sur : <http://www.strategie.gouv.fr/>

[Cer 10] CERTS Microgrid Testbed demonstration, Phase II report, 2010, [réf de juin 2013], <http://certs.lbl.gov/certs-derkey-mgtb.html>

[Chi 07a] Chicco, G., Mancarella, P. and Napoli, R., Emission assessment of distributed generation in urban areas, Proc. IEEE Power Tech 2007, Lausanne, Switzerland

[Cit 09] «Inventaire des émissions de polluants atmosphériques en France–Séries sectorielles et analyses étendues», Centre Interprofessionnel Technique d’Etude de la

Pollution Atmosphérique (CITEPA), 2009, [réf de mars 2013], disponible sur : <http://www.citepa.org/>

[Cla 89] Clarke, F., Methods of dynamic and nonsmooth optimization, Society for industrial and applied mathematics, Philadelphia, Pennsylvania, USA, 1989

[Cob 08] Cobben, S., “Bronsbergen: The First Micro Grid in the Netherlands”, Kythnos Symposium on Micro Grids, Greece, 2008

[Coh 83] Cohen. I. A. and Yoshimura, M., “A branch-and-bound algorithm for unit commitment”, IEEE Trans Power Systems PAS-102, 1983, (2), pp. 444–451.

[Com 12] Mémoire d'entente du 22 juin 2012 : la notion de villes durables au cœur de la stratégie mondiale de développement durable, Committee of the Regions, conférence sur le développement durable « Rio+20 », Nations Unies, Rio de Janeiro, Brésil, 20-22 juin 2012

D

[Dav 88] Davidson, A., Dence, M., “The Brundtland Challenge and the Cost of Inaction”, Institute for Research on Public Policy, (ISBN 0886450764), December 1988, pp. 159

[Del 06] Delaille, A., « Développement de méthodes d'évaluation de l'état de charge et de l'état de santé des batteries utilisées dans les systèmes photovoltaïques », Thèse de doctorat de l'université Pierre et Marie Curie, 2006

[Del 10] Delille, G., "Contribution du stockage à la gestion avancée des systèmes électriques, approches organisationnelles et technico-économiques dans les réseaux de distribution", thèse de doctorat préparée au L2EP, Ecole Centrale de Lille sous la direction de Bruno François, soutenue 18 novembre 2010.

[Dia 08] Diafa, S., et al., « Technical and economic assessment of hybrid photovoltaic wind system with battery storage in Corsica island », Energy Policy, Vol.36, pp.743–754, 2008

[Dil 76] Dillon, T. S., Egan, G. T., “Application of Combinational Methods to the Problems of Maintenance Scheduling and Unit Commitment in Large Power systems,” Proceedings of IFAC Symposium on Large Scale Systems Theory and Application, Udine, Italy, 1976.

[Dil 78] Dillon, T. S., Edwin, K. W., Kochs, H. D., Taud, R. J., “Integer Programming Approach to the Problem of Optimal Unit commitment with Probabilistic Reserve Determination,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 97, November/December 1978, pp. 2154-2166.

[Dim 05] Dimeas, A. and Hatziargyriou, N., "A multiagent system for microgrids", IEEE Transactions on power systems, vol. 20, issue 3, pp. 1447 - 1455, 2005

[Dor 09] Dorer, V., Weber, A., Energy and CO2 emissions performance assessment of residential micro-cogeneration systems with dynamic whole-building simulation programs, Energy conversion and management journal, Elsevier, vol. 50, pp. 648-657, 2009

[Dre 77] Dreyfuss, S., Law, A., The art and theory of dynamic programming, Academic press, 1977

E

[Ece 12] Energy figures and country factsheets 2012, European Commission , 2012, [réf de mars 2013], disponible sur:

http://ec.europa.eu/energy/observatory/countries/countries_en.htm

[Elh 00] El-Hawary, M. E., "Electrical energy systems", CrC Press, 2000

[Ene 12] Types of geothermal power plants: Binary cycle plant, Energy Almanac, 2009, [réf de décembre 2012], disponible sur:

<http://energyalmanac.ca.gov/renewables/geothermal/types.html>

[Esr 07] ESRAM, T., Chapman, P. L., "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques", IEEE Transactions on energy Conversion, vol. 22, no.2, pp. 439-449, 2007

[Eur 03] Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil Européen.

[Ewe 12] Wind in power 2012: European statistics, European wind Energy association (EWEA), 2012, [réf de novembre 2012], disponible sur: <http://www.ewea.org/statistics/>

F

[Fan 12] Fang, X., Misra, S., et al. "Smart Grid - the new and improved power grid: A survey", IEEE Communications Surveys & Tutorials, Vol. 14 , no. 4, pp. 944 – 980, 2012

[Far 08] Faranda, R., Leva, S., "Energy comparison of MPPT techniques for PV systems", WSEAS Transactions on Power Systems, issue 6, vol.3, 2008

[Fee 09] L'énergie éolienne en France: chiffres clés, 2009, [réf de février 2012], disponible sur : <http://www.fee.asso.fr/>

[Flo 13] Combined cycle process diagram, Flowserve corporation, 2010, [réf de mars 2013], disponible sur : <http://www.flowserve.com/Industries/Power-Generation/Combined-Cycle>

[Fog 09] Foggia, G., « Pilotage optimal de système multi-source pour le bâtiment », Thèse de doctorat, INPG-Grenoble sous la direction de D. Roye et F. Wurz, soutenue en 2009

[Fra 96] François, B., Hautier, J. P., "Hierarchical control design using structural decomposition of a rectifier converter model", Electrimacs'96, September 17-18, Saint-Nazaire, France, proceedings vol.1, pp.255-260, 1996

J

[Jai 07] Jain, S. and Agarwal, V., "Comparison of the performance of maximum power point tracking schemes applied to single-stage grid-connected photovoltaic systems", IEEE Transactions in electric Power Applications, vol.1, no.5, pp.753-762, 2007

G

[Gar 63] Garver, L. L., "Power Generation Scheduling by Integer Programming-development of Theory," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, February 1963, p.p. 730-735.

[Gdf 12] Gaz de France DolceVita tarifs pour particuliers, 2012, [réf de février 2012], disponible sur :

http://www.dolcevilla.gazdefrance.fr/portailClients/appmanager/portail/clients?_nfpb=true&_pageLabel=tarifs_offres_energie

[Gel 09] Gellings, C., "The smart Grid", The Fairmont press, 2009.

[Gem 74] Gembicki, F.W., "Vector Optimization for Control with Performance and Parameter Sensitivity Indices," Ph.D. Dissertation, Case Western Reserve Univ. Cleveland, Ohio, 1974.

[Gil 08] Gil H.A. and Joos, G., Models for quantifying the economic benefits of distributed generation, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 2, pp. 327-335, 2008

[Gwe 11] Global Wind Energy Council (GWEC) 2011 report, 2011 [réf de février 2012], disponible sur: <http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2010-2/>

H

[Had 00] Hadjsaïd, N., Sabonnadiere, J-C., "La distribution d'électricité vol.2: Moyens", ed. Lavoisier, 2000

[Haj 07] Hajizadeh, A., Golkar, M. A., "Intelligent power management strategy of hybrid distributed generation system", Elsevier, electrical Power and Energy systems, pp. 783-795, 2007

[Han 00] Hansen, A., Sorensen P., Hansen L., Bindner H., Models for stand-alone PV system, Riso National Laboratory, report (Riso-R-1219(EN)/SEC-R-12), December 2000

[Han 08] Walid Hankache, Gestion optimisée de l'énergie électrique d'un groupe électrogène hybride à pile à combustible, Thèse de doctorat de l'Université de Toulouse sous la direction de M. Fadel et D. Hissel, soutenue en 2008

[Hat 07] Hatziargyriou, N., Asano, H., Iravani, R. and Marnay, C., "Microgrids-an overview of ongoing research, development and demonstration Projects", IEEE power & energy magazine, p. 78-94, July/August 2007

[Hes 07] HESPUL association, « Efficacité énergétique et énergies renouvelables, photovoltaïque raccorde au réseau », Espace Info Energie du Rhône, 2007, [réf de mars 2012], disponible sur : <http://www.hespul.org>

[Hir 07] Hirose, K., Takeda, T., Fukui, A., "Field demonstration on multiple power quality supply system in Sendai, Japan", Electrical Power Quality and Utilisation 9th International Conference, 9-11 Oct., 2007, Barcelona, Spain

[Hir 12] Hiroshi, I., "Sendai Microgrid – Introduction and use case", Mitsubishi Research Institute, 2012, [réf de janvier 2013], disponible sur: http://e2rg.com/microgrid-2012/Sendai_Irie.pdf

[Hoh 03] Hohm, D. P. and Ropp, M.E., "Comparative study of maximum power point tracking techniques", Progress in photovoltaics: Research and applications journal, vol. 11, pp. 47-62, 2003

[Hua 01] S.-J. Huang, "Enhancement of hydroelectric generation scheduling using ant colony system based optimization approaches," IEEE Trans. on Energy Conversion, vol. 16, pp. 296–301, 2001

I

[Iea 08] « Key world energy statistics, International Energy Agency, 2008, [réf de avril 2013], disponible sur: <http://www.iea.org>

[Iea 09] IEA-PVPS T10-05 « Promotional drivers for grid connected PV », International energy agency photovoltaic power systems programme, IEA PVPS Task 10, Activity1.1, 2009, [réf de avril 2013], disponible sur: <http://www.iea-pvps.org/>

[Int 07] International Panel on climate change, "Climate change 2001: Working group I: The scientific basis", Section 4, table 6.7, IPCC 2007.

J

[Jou 08] Journal Officiel de la République Française, Avril 2008. Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique, disponible en ligne [réf de février 2012], disponible sur :

http://www.legifrance.gouv.fr/jopdf/common/jo_pdf.jsp?numJO=0&dateJO=20080425&numTexte=8&pageDebut=06920&pageFin=06925

K

[Kan 10] H. Kanchev, D. Lu, B. François, V. Lazarov, Smart monitoring of a microgrid including gas turbines and a dispatched PV-based active generator for energy management and emissions reduction, Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), IEEE PES, Gothenburg, Sweden, 11-13 October 2010

[Kan 11] H. Kanchev, D.Lu, F. Colas, V. Lazarov, B. Francois, Energy management and operational planning of a microgrid with a PV-based active generator for Smart Grid Applications, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol.58, issue 10, 2011, pp. 4583 – 4592

[Kan 11a] Kanchev, B. François, V. Lazarov, Unit commitment by dynamic programming for microgrid operational planning optimization and emission reduction, ACEMP & Electromotion joint conference, Istanbul, Turkey, 8-10 September 2011

[Kan 11b] H. Kanchev, D. Lu, B. François, V. Lazarov, Algorithm for operational planning and emissions reduction of a microgrid comprising gas turbines and PV-based active generators, Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), IEEE PES, Manchester, UK, 5-7 December, 2011

[Kan 12] H. Kanchev, B. François, V. Lazarov, Operational planning and optimization for fuel consumption minimization of a microgrid comprising PV-based active generators, Power Plant and Power System Control Symposium 2012 (PPPS 2012), 2-5 September, Toulouse, France

[Kan 12a] H. Kanchev, V. Lazarov, B. François, Environmental and economical optimization of microgrid long term operational planning including PV-based active generators, EPE-PEMC 2012, 4-6 September 2012, Novi Sad, Serbia

[Kas 05] Kashem, M.A. and Ledwich, G., “Multiple distributed generators for distribution feeder voltage support”, IEEE Transactions on energy conversions, vol. 20, no. 3, pp. 676-684, 2005.

[Kat 08] Katiarei, F., et al., “Microgrids management: control and operation aspects of microgrids, IEEE Power & Energy Magazine, vol.6, issue 3, pp 54-65, 2008.

[Kuo 09] Kuo, P. L., Chen, W. F., Lin, C. Y., “Multichelate-Functionalized Carbon Nanospheres used for Immobilizing Pt Catalysts for Fuel Cells”, Journal of Power Sources, vol. 01/2009, pp. 194 – 234, 2009

L

[Laz 12] Lazarov, V., Zarkov, Z., Stoyanov, L., Kanchev, H., "Strategies for output power control of photovoltaic systems", Electrotechnica & Electronica (E+E), CEEC, Bulgaria, vol. 47, no. 11-12, 2012, pp. 62-72

[Laz 13] Lazarov, V., Zarkov, Z., Stoyanov, L., Kanchev, H., “Modeling of photovoltaic panels for MPPT purposes”, proceedings of the technical university of Sofia, vol. 63, no.2, pp.341 – 350, 2013

[Lew 07] Lew, A., Mauch, H., Dynamic programming – A computational tool, Springer-Verlag Berlin-Heidelberg, 2007

[Li 08] Li, P., Degobert, P., Robyns, B. and Francois, B., “Implementation of interactivity across a resilient microgrid for power supply and exchange with an active distribution network”, CIREN Seminar 2008: SmartGrids for Distribution, Frankfurt, June 2008, Proceedings CD-ROM.

[Li 09] Li, P., « Formalismes pour la supervision des systèmes hybrides multi-sources de generateurs d’énergie repartie : application à la gestion d’un micro réseau », thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, France, sous la direction de Bruno François, soutenue en 2009

[Li 09a] Li, P., et al., 2009, Participation in the frequency regulation control of a resilient microgrid for a distribution network, International Journal of Integrated Energy Systems, Vol.1, No1

[Liv 09] Livengood and Larsen, "The Energy Box: Locally Automated Optimal Control of Residential Electricity Usage", Service Science, vol. 1, issue 1, pp.1-16, Springer, 2009

[Lop 06] Lopeza-Dufo, R., Bernal-Agustina, J. and Contreras, J., «Optimization of controlstrategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage»,Renewable Energy, Vol.32, pp.1102-1126, 2006

[Log 10] T. Logenthiran, D. Srinivasan, “Formulation of Unit commitment (UC) problems and analysis of available methodologies used for solving the problems”, IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET), Kandy, Sri Lanka, 6-9 december 2010

[Lu 08] Lu, D., Zhou, T., Fakham, H. and François, B., "Design of a power management system for an active PV station including various storage technologies", EPE-PEMC'08 Power Electronics and Motion Conference, Proceedings, pp.2205-2210, 2008

[Lu 09] D. Lu, B. François, "Strategic framework of an energy management of a microgrid with a photovoltaic-based active generator", Electromotion, EPE, joint symposium, Chapter "Electric drives", Lille, France, 1-3 July 2009, pp. 342-347

[Lu 10] Lu, D., « Conception et contrôle d'un générateur PV actif à stockage intégré. Application à l'agrégation de producteurs-consommateurs dans le cadre d'un micro réseau intelligent urbain », Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille sous la direction de Bruno François, soutenue en 2010

[Lu 11] Lu, D., et al., 2011, Energy management and operational planning of a microgrid with a PV-based active generator for Smart Grid Applications, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol.58, issue 10, pp. 4583 – 4592

[Luq 03] Luque, A. and Hegedus, S., « Handbook of Photovoltaic Science and Engineering», John Wiley & Sons, pp.943-951, 2003

M

[Mah 12] Mahdi, A. J., Tang, W. H. and Wu, Q. H., "Improvement of a MPPT algorithm for PV systems and its experimental validation", International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10), 23-25 March, Granada, Spain, 2012

[Mar 05] Marie-Françoise, J. N., Gualous, H., Outbib, R., et al., "42V power net with supercapacitor and battery for automotive application", Elsevier, Journal of Power Sources, vol. 143, pp.275-283, 2005

[Mar 07] Marnay, C., Firestone, R., "Microgrids: An emerging paradigm for meeting building electricity and heat requirements efficiently and with appropriate energy quality", European Council for an Energy Efficient Economy 2007 Summer Study, La Colle sur Loup, France, 4-9 June 2007

[Min 09] Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, «Statistiques sur l'importation, la production et la consommation d'électricité en France», <http://www.developpement-durable.gouv.fr>, 2009

[Mit 06] Mitra, I., "A renewable island life Electricity from renewables on small islands", Refocus, Volume 7, Issue 6, November-December 2006, Pages 38-41

[Mor 06] Moreno, J., Ortuzar, M. E., Dixon, J. W., "Energy management system for a hybrid electric vehicle, using ultracapacitors and neural networks", IEEE Transactions on Industrial electronics, vol. 53, no.2, pp. 614-623, 2006

N

[Nan 07] Nandalal, K., Bogardi, J., Dynamic programming based operation of reservoirs: Applicability and limits, Cambridge university press, 2007

O

[Obs 11] Observ'ER, La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, Observatoire des Énergies Renouvelables, Rapport technique, 2011, [réf de février 2012], disponible sur :

<http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/inventaire/Fr/preface.asp>, consulté en février 2012.

[Ocn 08] Ocnasu, D., Gombert, C., Bacha, S., Roye, D., Blache, F., & Mekhtoub, S. (2008). Real-time hybrid facility for the study of distributed power generation systems, Revue des Energies Renouvelables, 11, 343-356.

P

[Pan 12] Les systèmes de stockage de l'énergie, 2010, [réf de novembre 2012], disponible sur : <http://panneausolaire.free.fr/installations.php>

[Pir 02] Pires V.F., Silva F.A., "Teaching Nonlinear Modeling, Simulation, and Control of Electronic Power Converters Using MATLAB/SIMULINK", IEEE Transactions on education, vol. 45, no 3, pp.253-261, 2002

[Pra 04] N. Prasad Padhy, "Unit commitment-A bibliographical survey", IEEE Transactions on power systems, vol. 19, no.2, 2004

R

[Raj 02] A. Rajan, C. C. Mohan, and M. R. Manivannan, "Neural based taboo search method for solving unit commitment problem", Proceedings of the 5th International Conference on Power Systems Management and Control, pp. 180–185, 2002.

[Ric 06] Richardot, O., "Réglage coordonné de tension dans les réseaux de distribution à l'aide de la production décentralisée", Thèse de doctorat, INP Grenoble, soutenue en 2006.

[Rif 09a] Riffonneau, Y., Bacha, S., Barruel, F., & Delaille, A., 2009, February, Energy flow management in grid connected PV systems with storage-A deterministic approach. Industrial Technology, 2009, ICIT 2009. IEEE International Conference on, pp. 1-6

[Rif 09b] Riffonneau, Y., « Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage, connecte au réseau », Thèse de doctorat de l'Université Joseph Fourier, G2ELAB, Grenoble, France, soutenue en 2009

[Rif 12] Riffonneau, Y., Bacha, S., Barruel, F., Baghzouz, Y., & Zamaï, E. (2012). Optimal reactive supervision of grid connected PV systems with batteries in real conditions. International Review of Electrical Engineering, 7, 4607-40615.

[Ros 76] Ross, R.G., "Interface design considerations for terrestrial solar cell modules", 12th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 15-18 November 1976, Baton Rouge, pp. 801-806, 1976.

S

[Saa 99] H. SAADAT, "Power system analysis", McGraw-Hill International Editions, pp. 527-569, 1999.

[Sch 92] Schniedovich, M., Dynamic Programming, Marcel Dekker, 1992

[Sco 04] Julien Scordia, Approche systématique de l'optimisation du dimensionnement et de l'élaboration des lois de gestion d'énergie des véhicules hybrides, Thèse de doctorat de l'université Henry Poincaré – Nancy, France, 2004

[Sec 13] Sechilariu, M., Wang, B., Locment, F., "Building-integrated microgrid: Advanced local energy management for forthcoming smart power grid communication", Elsevier Journal of Energy and Buildings, vol. 59, pp. 236 – 243, 2013

[Seb 03] T. Senjyu, K. Shimabukuro, K. Uezato and T. Funabashi, "A fast technique for unit commitment problem by extended priority list", IEEE Trans Power Syst, 18, 2003, (2), pp. 882–888.

[Sha 12] Sharma, N., Siddhartha, "Stochastic techniques used for optimization in solar systems: A review", Elsevier Renewable and Sustainable energy Reviews, vol. 16, no.3, April 2012, pp. 1399-1411

[Sin 10] Sinuskthavorn, W., et al., « Recycling conventional control strategy and hierarchy for future DG control », International Symposium on Industrial Electronics 2010 (ISIE'10), 4- 7 July, Bari, Italy, pp. 2266 – 2271, 2010

[Sla 00] Slavkova, M., Mathematical methods for optimization, Sofia, 2000

[Sma 12] SmartGrids – CRE, “Smart Grid City : une gestion locale des sources d’approvisionnement et de consommation”, 2011, [réf de août 2009], disponible sur : <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=smartcities-smart-grid-city>

[Sma 11] SmartGrids – CRE, “U-City : mutualisation des infrastructures de communication et partage de l’information”, 2011, [réf de août 2013], disponible sur : <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=smartcities-u-city>

[Sny 87] W.L. Snyder Jr., H.D. Powell Jr. and J.C. Rayburn, “Dynamic programming approach to unit commitment”, IEEE Trans Power Syst, 2, 1987, (2), pp. 339–350.

[Soa 07] Soares, C. , Microturbines: applications for distributed energy systems, Elsevier, 2007

T

[Tho 09] Thounthong, S., Rael, B., Davat, B., "Energy management of fuel cell/battery/supercapacitor hybrid power source for vehicle applications", Elsevier, Journal of Power Source, pp. 376-381, 2009

U

[Url 01] “CO2 equivalents”, Climate change connection, 2010, [réf de avril 2013], disponible sur :

http://www.climatechangeconnection.org/emissions/CO2_equivalents.htm#GWP

V

[Veo 11] Veolia Environnement, projet « Réflète », projet en partenariat avec Alstom Grid, CEA-INES, Supélec et Sagemcom, 2011, [réf de mars 2013], disponible sur :

<http://www.veolia.com/fr/medias/communiques/reflexe.htm>

[Vor 03] Voorspools, K., D'Haeseleer, W., "Long-term Unit Commitment optimisation for large power systems: unit decommitment versus advanced priority listing", Applied Energy, Volume 76, Issues 1–3, September–November 2003, pp. 157–167, Elsevier.

W

[Wan 08] Wang, C. and Hashem Nehrir, M., «Power Management of a Stand-Alone Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Energy System », IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 23, pp.957-967, n° 3, 2008

[Wei 03] Wei, L., Approaches to cost minimization of power systems with distributed generation, National University of Singapore, 2003

[Win 12] Wind Works, Photos of wind turbines around the world, [réf. de décembre 2012], disponible sur: <http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=5>

[Wwe 09] Rapport Mondial sur l’Energie Eolienne, 2008 [réf de février 2012], disponible sur : <http://www.wwindea.org/>

[Woo 96] A. J. Wood and B.F. Wollenberg, “Power generation, operation and control”, John Wiley & Sons, Inc. England, 1996.

[Won 94] Won, C., Kim, D., et al., "A new maximum point tracker of photovoltaic arrays using fuzzy controller", proceedings of the IEEE Power electronics Specialists Conference (PESC'94), pp.396-403, 20-25 June, Seoul, Korea, 1994

Y

[**Yan 08**] Yan, Q., Xu, E., Yang, Y., Pollutant emission reduction analysis of distributed energy resource, International Conference on Bioinformatics and Biomedical Engineering (ICCBE 2008), Shanghai, China, 2008

[**Yu 04**] Yu, X., Strunz, K., "Combined long-term and short-term access storage for sustainable energy system", 2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting, vol. 2 pp. 1946-1951, 10 June 2004.

Z

[**Zha 08**] Zhai, R., Yang, Y., Duan, L., "Greenhouse gas emission analysis for distributed energy system, International Conference on Bioinformatics and Biomedical Engineering" (ICCBE 2008), Shanghai, China, 2008

ANNEXES

ANNEXE 1. Equivalent Continuous Modeling of Power Converters

A.1.1. Fundamental recall

Equivalent continuous models of the power electronic converters are sufficient for our study, because we study the power balancing and energy management strategies of a hybrid power system in order to transform it into an active generator [Rob 01][Rob 02]. In our study, three types of power converters are used: 1) the DC chopper, 2) the three-phase inverter and 3) the three-phase rectifier. They are all connected to a DC-bus capacitor. The studies with the equivalent continuous modeling of power converters are carried out under the following assumptions:

- switches are ideal;
- switchings are instantaneously;
- switches are considered as short circuits in ON state and as open circuits in OFF state.

A switching function (s_{ij}) is defined for each power switch. It represents the ideal commutation order and takes the values 1 when the switch is closed (ON) and 0 when it is opened (OFF).

$$s_{ij} \in \{0,1\} \text{ with } \begin{cases} i \in \{1,2,3\} n^{\circ} \text{ of the leg} \\ j \in \{1,2\} n^{\circ} \text{ of the switch in the commutation circuit} \end{cases}$$

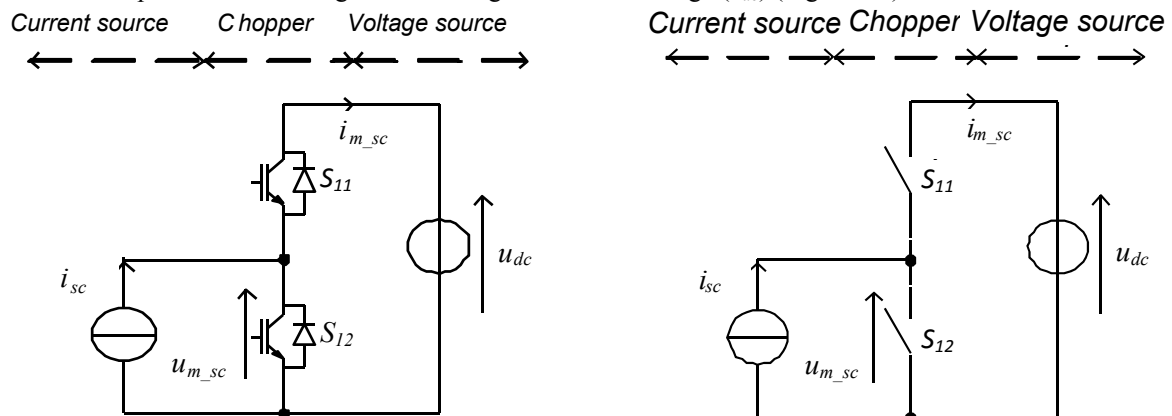
As ideal power switches are considered, the switches in a same commutation circuit are in complementary states:

$$s_{i_1} + s_{i_2} = 1 \quad \forall i \in \{1, 2, 3\}$$

A.1.2. Equivalent continuous modeling

DC Chopper modeling

In our power electronic structure a DC chopper is located between a current source and a voltage source. For the super-capacitor storage system, the current source is the choke L_{sc} and generates the current i_{sc} . The DC-bus capacitor is the voltage source and generates the voltage (u_{dc}) (Fig. A.1.1).



(a) Electrical diagram of the DC chopper

(b) DC chopper with ideal switches

Fig.A.1.1. Diagram of the DC chopper in the super-capacitor storage system

The modulation functions of the DC chopper can be expressed from the switching function (S_{1l}) of the first switch in the commutation circuit:

$$m_{sc} = S_{11}$$

Then the modulated voltage u_{m_sc} and the modulated current i_{m_sc} of the DC chopper are obtained as follows:

$$\begin{cases} u_{m_sc} = m_{sc} u_{dc} \\ i_{m_sc} = m_{sc} i_{sc} \end{cases}$$

In practice, a connection controller is used to create the two complementary switching functions (s_{sc1} and s_{sc2}) with necessary dead times from the modulation function m_{sc} . Then the switching functions are converted into ON/OFF signal for each semi-conductor switch through some drivers and optocouplers. The modulation function m_{sc} is obtained by comparing an average modulation function $\langle m_{sc} \rangle$ with a triangular signal ξ (Fig. A.1.2.).

In theory, when the modulation frequency of the carrier signal ξ is much higher than the frequency domain of the control signal (which is a continuous value for the DC chopper), the average modulation function can be obtained as follows:

$$\langle m_{sc} \rangle = \frac{1}{\Delta t} \int_{t_0}^{t_0 + \Delta t} m_{sc}(t) dt + m_{sc}(t_0).$$

By considering that the voltage u_{dc} and the current i_{sc} are constant during the time interval Δt , the average values of the modulated voltage $\langle u_{m_sc} \rangle$ and the modulated current $\langle i_{m_sc} \rangle$ are expressed as follows:

$$\begin{cases} \langle u_{m_sc} \rangle = \langle m_{sc} \rangle u_{dc} \\ \langle i_{m_sc} \rangle = \langle m_{sc} \rangle i_{sc} \end{cases}$$

As result, the equivalent average model of the DC chopper is obtained. Finally, a variable $\langle m_{sc} \rangle$ can be used to model the DC chopper.

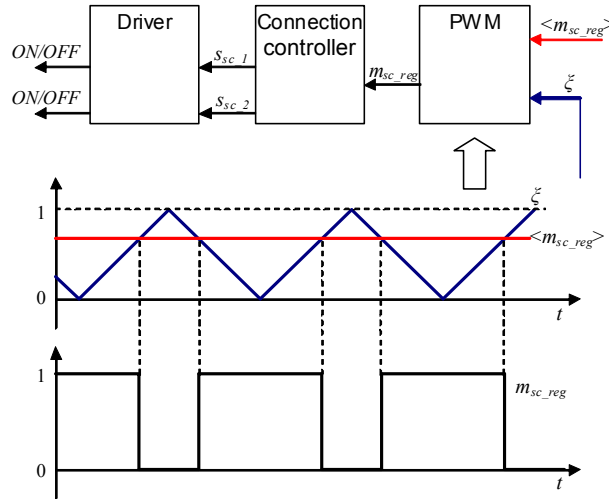


Fig. A.1.2. Classical PWM method

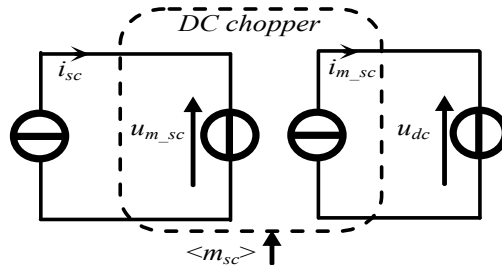
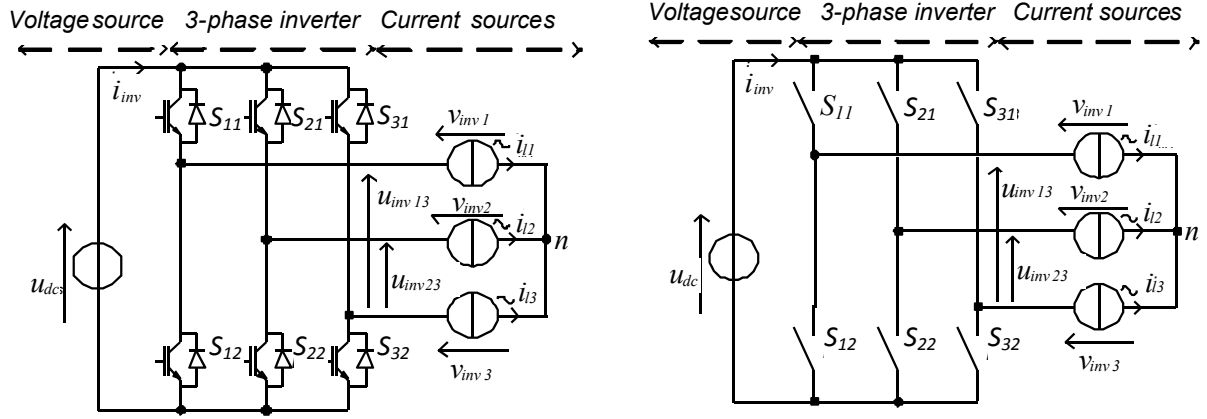


Fig. A.1.3. Equivalent average electrical diagram of the DC chopper
Three-phase inverter modeling

Inverter modeling

In our study, a three-phase voltage source inverter VSI is used to connect the DC bus to the AC grid [Fra 99]. The task is to invert in real time the DC voltage into AC modulated voltages. The three-phase VSI is located between a three-phase current source and a voltage source. For the grid power conversion system, the current sources come from the choke filters and is set to generate the AC line current ($\vec{i}_{line} = [i_{line_1} \ i_{line_2}]^T$) and the voltage source comes from the DC bus and is set to generate the DC-bus voltage (u_{dc}) (Figure A.1.4.).



(a) Electrical diagram of the three-phase inverter

(b) Three-phase inverter with ideal switches

Fig. A.1.4. Diagram of the three-phase inverter in the grid power conversion system

The modulation functions ($\underline{m}_{inv} = [m_{inv13} \ m_{inv23}]$) of the three-phase inverter can be expressed from the switching functions ($\underline{s}_{inv} = [s_{inv11} \ s_{inv21} \ s_{inv31}]$) of first switches of the three commutation circuits :

$$\underline{m}_{inv}(t) = \begin{bmatrix} m_{inv13}(t) \\ m_{inv23}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_{11}(t) \\ S_{21}(t) \\ S_{31}(t) \end{bmatrix}$$

Then the modulated voltage ($\underline{u}_{inv} = [u_{inv13} \ u_{inv23}]^T$) and the modulated current i_{inv} of the three-phase inverter are obtained from the DC-bus voltage and the line currents ($\underline{i}_l = [i_{l1} \ i_{l2}]$), which are considered constant during the time window Δt :

$$\begin{cases} \underline{u}_{inv}(t) = \underline{m}_{inv}(t) u_{dc} \\ i_{inv}(t) = \underline{m}_{inv}^T(t) \underline{i}_l \end{cases}$$

In practice, a connection controller is used to create the six switching functions $\{s_{inv11}, s_{inv12}, s_{inv21}, s_{inv22}, s_{inv31}, s_{inv32}\}$ with necessary dead times from the modulation function m_{inv} . Then the switching functions are converted into ON/OFF state of each switch through some drivers and optocouplers. The modulation function m_{inv} can be obtained by comparing an average modulation function $\langle m_{inv} \rangle$ with a triangular signal ζ (Fig. A.1.5.).

In theory, when the modulation frequency of the carrier signal ζ is much higher than the frequency domain of the control signals (which are sinusoidal values for the inverter) the average modulation function can be obtained as follows:

$$\langle \underline{m}_{inv} \rangle = \frac{1}{\Delta t} \int_{t_0}^{t_0 + \Delta t} \underline{m}_{inv}(t) dt + \underline{m}_{inv}(t_0) .$$

Then the average values $\langle \underline{u}_{inv} \rangle$ and $\langle i_{inv} \rangle$ of the modulated voltage and the modulated current are expressed as follows:

$$\begin{cases} \langle \underline{u}_{inv} \rangle = \langle \underline{m}_{inv} \rangle u_{dc} \\ \langle i_{inv} \rangle = \langle \underline{m}_{inv}^T \rangle \underline{i}_l \end{cases}$$

The voltage u_{dc} and the currents \underline{i}_l are assumed to be constant during the switching period. As result, the equivalent continuous model of the three-phase inverter is obtained and the electrical diagram is shown in Fig. A.1.6. Finally, a vector $\langle \underline{m}_{inv} \rangle$ can be used to model the three-phase inverter.

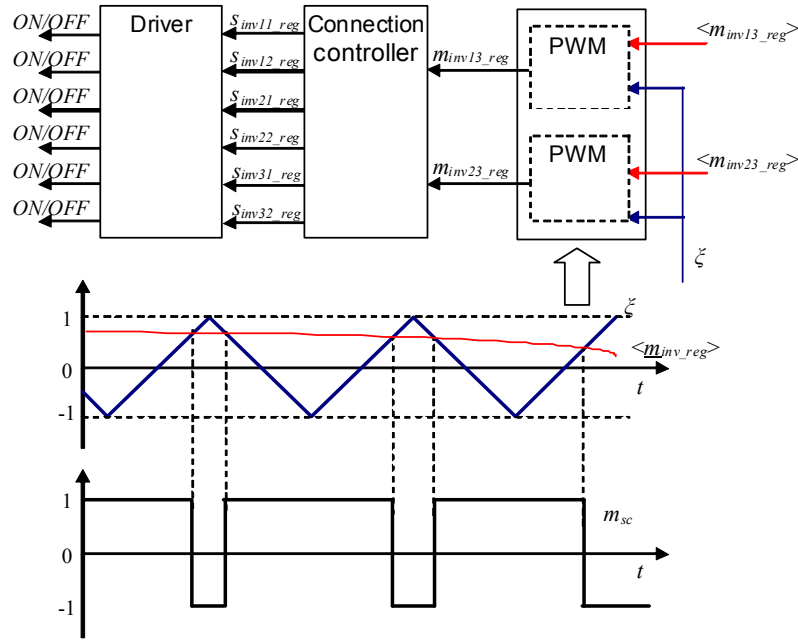


Fig.A.1.5. Classical sinusoidal PWM method.

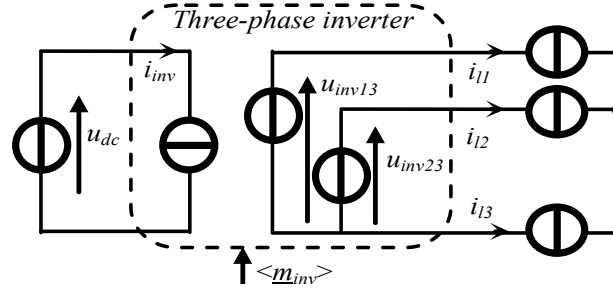


Fig. A.1.6. Equivalent electrical diagram of the three-phase inverter

Three-phase rectifier modeling

A three phase rectifier is used to rectify three-phase sinusoidal currents from the machine of the wind generator. For the three-phase rectifier, similar relations are obtained for the average values of the modulated voltage ($\langle \underline{u}_{rec} \rangle = [\langle u_{rec13} \rangle \langle u_{rec23} \rangle]^T$) and the modulated current ($\langle i_{rec} \rangle$) from the DC-bus voltage u_{dc} and the currents ($\underline{i}_{mac} = [i_{mac1} \ i_{mac2}]^T$) of the electrical machine, with the averaged vector ($\langle \underline{m}_{rec} \rangle = [\langle m_{rec13} \rangle \langle m_{rec23} \rangle]^T$) of the rectifier modulation functions:

$$\begin{cases} \langle \underline{u}_{rec} \rangle = \langle \underline{m}_{rec} \rangle u_{dc} \\ \langle i_{rec} \rangle = \langle \underline{m}_{rec}^T \rangle \underline{i}_{mac} \end{cases}$$

As result, the equivalent continuous model of the three-phase inverter is obtained and the electrical diagram is shown in Figure A.1.7. Finally, a vector $\langle \underline{m}_{rec} \rangle$ can be used to model the three-phase inverter.

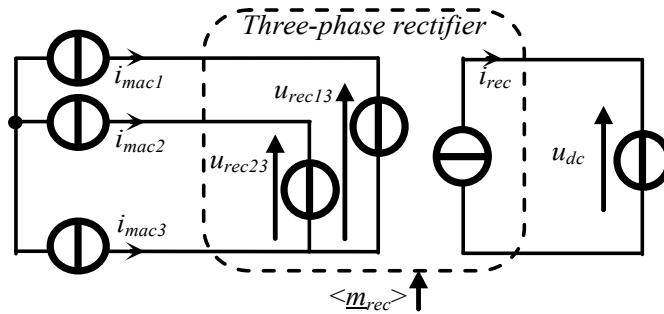


Fig. A.1.7. Equivalent electrical average diagram of the three-phase rectifier

References:

- [Rob 01] B. Robyns, M. Nasser, F. Berthereau, F. Labrique, "Equivalent continuous dynamic model of a variable speed wind generator" ELECTROMOTION 2001, vol.8, n°.4, pp. 202-208, dec. 2001.
- [Rob 02] B. Robyns, Y. Pankow, L. Leclercq, B. Francois, "Equivalent continuous dynamic model of renewable energy system", ELECTRIMACS 2002, CD-ROM, 18-21 Aout 2002, Montreal, Canada.
- [Mor 06] J. Moreno, M.E.Ortuzar, J.W.Dixon, "Energy-management system for a hybrid electric vehicle, using ultracapacitors and neural networks", IEEE transactions on Industrial Electronics, vol.53, no.2, Apr. 2006, pp.614-623.
- [Fra 99] B. François, J.P. Hautier, "Pulse Position and Pulse Width Modulation of Electrical Power Conversions: Application to a Three-Phase Voltage-Fed Inverter", 3rd International Symposium on Advanced Electromechanical Motion Systems: ELECTROMOTION 1999, vol.2, pp.653-658, Patras, Greece, July 8-9,1999

ANNEXE 2. Modeling of the gas micro turbine

A.2.1. Presentation

In this research work, a gas micro turbine system (Capstone M330) is studied and is represented in fig. A.2.1.. In this appendix a detailed modeling is presented, and then a simplified model for the local control design is presented. Finally, a simplified model is presented for the operational planning of the electrical system.

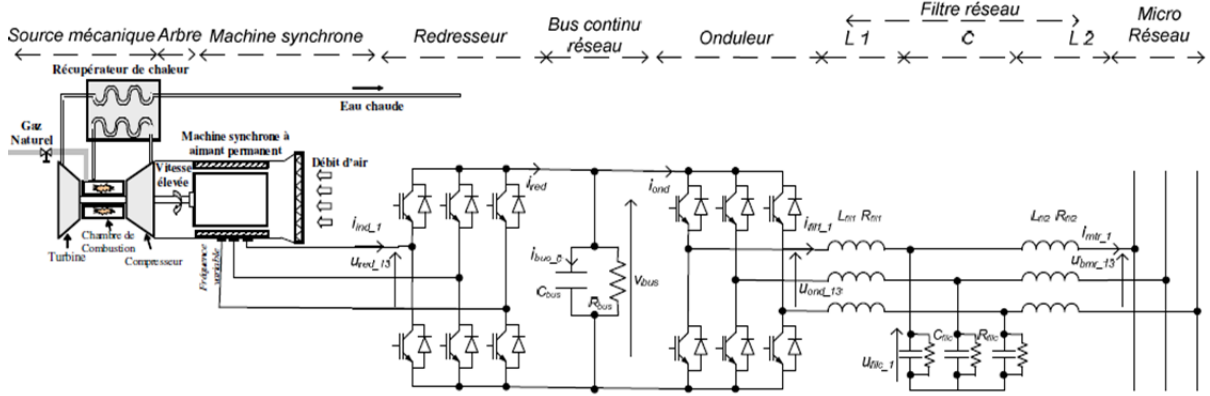


Fig. A.2.1. Gas micro turbine power generation system

A.2.2. Conversion of primary energy

Heat escape is used to preheat air before it enters the combustion room. This can reduce about 50 percents of the gas consumption. The combustion room mixes the heated air with the gas and the burns. The explosion of this mix air in the turbine drives the gas compressor and the generator to 96,000 rpm. The heated air is reused in the regenerator before being evacuated out of the exhaust. The mass flow of gas $m_f(t)$ and the mass flow of air $m_a(t)$ can be considered proportional to the gain k (62.5):

$$m_0(t) = km_f(t) \quad (\text{A2-1})$$

A compressor is used to pressurize the mass flow of input air, and to increase the temperature of the air entering the combustion room. The flow of air leaving the compressor is the same as the entry with a time delay:

$$m_c(t) = m_0(t - \tau_c) \quad (\text{A2-2})$$

The delay τ_c (1.3 ms) depends on the gas velocity and the length of the compressor. The generated thermal power in the compressor is expressed by:

$$P_{th,c}(t) = 1.19 * 10^{-3} C_p (m_0(t) + m_c(t)) \frac{T_c - T_a}{2} \quad (\text{AV2-3})$$

where

C_p is the power coefficient of thermal power (470),

T_a (210 °C) and T_c (25°C) are the room temperature and the compressor outlet temperature.

The mechanical power of compressor $P_{m,c}$ is controlled by the following equation:

$$\tau_c \frac{dP_{m,c}}{dt} = P_{th,c} - P_{m,c} \quad (\text{AV2-4})$$

The mass flow of air from the compressor and the mass flow of fuel are injected into the entrance of the combustion room. The air and gas are mixed and burned in the combustion room. The time delay associated with this process is (τ_{cc} 1.4 ms):

$$m_{cc}(t) = m_c(t - \tau_{cc}) + m_f(t - \tau_{cc}) \quad (\text{A2-5})$$

The generated thermal power in the combustion room is not involved in the mechanical power of the micro turbine, and is expressed by:

$$P_{th,cc}(t) = 1.19 * 10^{-3} C_p m_{cc}(t) [T_{cc} - T_c] \quad (\text{A2-6})$$

where T_{CC} is the outlet temperature of the combustion room (982°C).

The mass flow of gas at the outlet $m_{cc}(t)$ of the combustion room is an input variable of the turbine. The time delay associated with this process is τ_T (0.294 ms), and the mass flow of air from the turbine is given by:

$$m_T(t) = m_{cc}(t - \tau_T) \quad (A2-7)$$

The generated thermal power in this step is expressed by:

$$P_{th,T} = 1.19 * 10^{-3} C_p (m_T(t) + m_{cc}(t)) \frac{T_{cc} - T_T}{2} \quad (A2-8)$$

where T_T is the temperature of the outlet of the turbine (316°C).

The mechanical power $P_{m,T}$ of the turbine is governed by the following differential equation:

$$\tau_T \frac{dP_{m,T}}{dt} = P_{th,T} - P_{m,T} \quad (A2-9)$$

The mechanical power output of the MGT is respectively obtained from the mechanical power of the compressor and turbine mechanical power:

$$P_{sma} = P_{m,T} - P_{m,c} \quad (A2-10)$$

Then, the torque is deduced using the speed of the turbine:

$$C_{tur} = \frac{P_{sma}}{\Omega_{arb}} \quad (A2-11)$$

A.2.3. Mechanical part

The simplified dynamic model of the mechanical part is based on the following equations:

$$\begin{cases} \frac{d\Omega_{arb}}{dt} = \frac{1}{J} C_{arb_s} \\ C_{arb_s} = C_{tur} - C_{em} - C_{viscous} \\ C_{viscous} = f_{vis} \Omega_{arb} \end{cases} \quad (A2-12)$$

where

J is the inertia (represents the total inertia 0.001 kg.m²), which appears on the generator rotor;

f_{vis} is the viscous friction of the mechanical transfer, modeled by a coefficient (1.5*10⁻⁵);

C_{arb} is the total torque;

C_{em} is the electromagnetic torque;

$C_{viscous}$ is the torque of viscous friction.

A.2.4. Electrical energy conversion part

The electrical diagram of the energy conversion part is presented in the following figure:

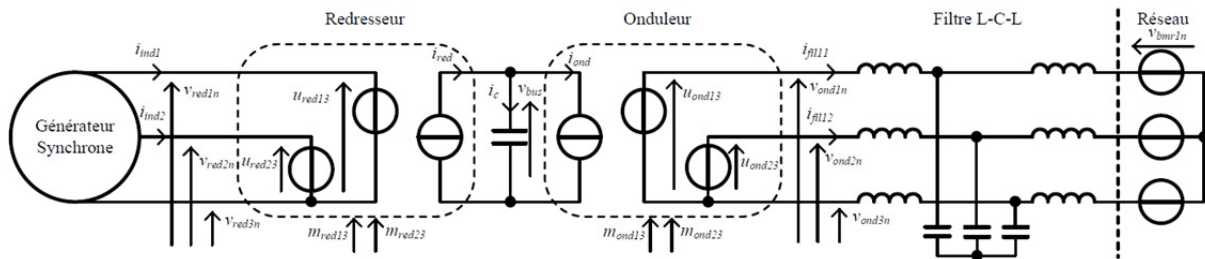


Fig. A2.2. Electrical energy conversion part diagram

The used generator is a permanent magnet synchronous machine with two smooth poles. The synchronous machine is cooled by a ventilation system mounted on the axis of the micro turbine. The voltage of the generator is alternative and the frequency and the amplitude are variable. At 1600 Hz (96,000 rpm), the output power of the machine is 30 kVA and the RMS value of its nominal voltages is 400 V.

For the rectifier, this model represents the low-frequency components of voltages and currents as:

- sources of voltage (u_{red13} and u_{red23}) dependent on the DC bus voltage by the conversion functions (m_{red13} and m_{red23});
- a current source (i_{red}) dependent alternating currents through the same conversion functions.

$$\begin{cases} \langle i_{red} \rangle = \langle \underline{m}_{red}^T \rangle \cdot \underline{i}_{ind} \\ \langle \underline{u}_{red} \rangle = \langle \underline{m}_{red} \rangle \cdot v_{bus} \end{cases} \quad (A2-13)$$

For the same modeling of the 3-phase inverter and the filters is already presented in [Lu 10], chapter II.

A.2.5. Modeling for the design of the local control system

A simplified model of a real generator with control systems of the frequency and the voltage RMS value [SAA 99] [LAW 01] [DEL 06] has been developed in [Li 09] and is recalled here. The purpose of the model is to describe mathematically the transient stability of the electrical quantities from the power generator (such as the frequency variation or the voltage variation). So the mathematic equations are established with only variation quantities (Δ) of physical variables. The model using an IEEE standard has been used and is composed of four parts:

- the mechanical part;
- the voltage regulation;
- the coupling between these two parts;
- additional equations between the per units and the International System of Units (SI Units).

a. Mechanical part

The mechanical part is composed of a governor, a turbine, a rotating mass including equivalent loads, a regulation system and the power angle calculation. The difference between the reference and the real power is transformed through the hydraulic amplifier to the steam valve position command (ΔP_v). Assuming a linear relationship and considering a simple time constant τ_g (0.2s), the equation for the governor can be expressed as:

$$\Delta P_v = \frac{1}{1 + \tau_g s} (\Delta P_{ref} - \Delta P_{reg}) \quad (A2-14)$$

where :

ΔP_{ref} is the change of reference real power in per unit (0, for a constant generation set point); ΔP_{reg} is the change of the real power in per unit.

A simple prime mover model of the non-reheat steam turbine can be approximated with a single time constant τ_t (0.5s) :

$$\Delta P_m = \frac{1}{1 + \tau_t s} \Delta P_v \quad (A2-15)$$

where ΔP_m is the change of mechanical power output in per unit.

Therefore, the speed-load characteristic (in p.u.) is approximated by considering the rotating mass and electrical load real power, which is approximately equivalent to the electromechanical power consumed by the generator:

$$\Delta \omega = \frac{1}{D + 2Hs} (\Delta P_m - \Delta P_c - \Delta P_e) \quad (A2-16)$$

where :

ΔP_c is the change of load real power in per unit;

ΔP_e is the change due to the effect of voltage upon real power in per unit;

H is the per unit inertial constant (5 in per unit);

D is expressed as a percent change of the load divided by a percent change in frequency (0.8 in per unit). Hence the load is changed by 0.8 percent for a 1 percent change in frequency.

The small change of the power angle ($\Delta\delta$) is obtained by integration of the small change of the speed:

$$\Delta\delta = \frac{1}{s} \Delta\omega \quad (\text{A2-17})$$

The regulation system is composed of a governor speed regulation with (or without) an Automatic Generation Control (AGC), which is based on an integral controller:

$$\Delta P_{reg} = -\left(\frac{1}{R} + \frac{K_I}{s}\right)(\Delta\omega_{ref} - \Delta\omega) \quad (\text{A2-18})$$

where:

R is the speed regulation ratio (0.05);

K_I is the integral controller gain for the AGC (6);

$\Delta\omega_{ref}$ is the variation reference of grid frequency (0).

If the plant has not an AGC, the regulation system is expressed as:

$$\Delta P_{reg} = \frac{1}{R} \Delta\omega \quad (\text{A2-19})$$

b. Voltage regulation

The voltage regulation of the plant is composed of an amplifier, an exciter, a fourth order generator model, the calculation of the terminal voltage and a PID controller.

The amplifier is represented by a transfer function with a gain K_A (10) and a time constant τ_A (0.1s):

$$V_A = \frac{K_A}{1 + \tau_A s} V_C \quad (\text{A2-20})$$

V_A is the terminal voltage of the amplifier in per unit and V_C is the terminal voltage reference given by the PID controller in per unit. In the simplest form, the transfer function of a modern exciter can be modeled by:

$$V_F = \frac{K_E}{1 + \tau_E s} V_A \quad (\text{A2-21})$$

Where:

V_F is the terminal voltage of the exciter in per unit;

K_E is the exciter gain (1);

τ_E is a time constant (0.4s).

A fourth order generator model is used to obtain a better accuracy of the generator field calculation than with a simple first order generator model:

$$R2: \quad E' = \frac{(1 + T_{z1}s)(1 + T_{z2}s)(1 + T_{z3}s)(1 + T_{z4}s)}{(1 + T_{p1}s)(1 + T_{p2}s)(1 + T_{p3}s)(1 + T_{p4}s)} (V_F - K_4 \Delta\delta) \quad (\text{A2-22})$$

Where :

T_{p1} (3.9517) and T_{z1} (0.9087) are the pole-zero time constants of the first order model,

T_{p2} (0.1481) and T_{z2} (0.1257) are the pole-zero time constants of the second order model,

T_{p3} (8.38×10^{-3}) and T_{z3} (6.88×10^{-3}) are the pole-zero time constants of the third order model,

T_{p4} (9.37×10^{-4}) and T_{z4} (7.75×10^{-4}) are the pole-zero time constants of the fourth order model,

K_4 is a gain.

Including the small effect of the rotor angle upon the generator terminal voltage, the generator terminal voltage can be written as:

$$R3: \quad V_t = K_5 \Delta\delta + K_6 E' \quad (\text{A2-23})$$

K_5 is the gain of the change in the terminal voltage for a small change in rotor angle with a constant stator emf (-0.1) and K_6 is the gain of the change in the terminal voltage for a small change in the stator emf with a constant rotor angle (0.5). A PID controller is used to improve the dynamic response as well as to reduce or eliminate the steady-state error:

$$R4: \quad V_C = (K_{PC} + \frac{K_{IC}}{s} + K_{DC}s)V_t \quad (A2-24)$$

Where:

K_{PC} is proportional gain (3);

K_{IC} is integral gain (0.7);

K_{DC} is derivative gain of the PID controller (0.2).

c. Coupling between these two parts

Equation R5 represents the interaction between the frequency regulation and the voltage regulation. The small change in the real power due to the effect of voltage can be expressed as:

$$R5: \quad \Delta P_e = P_s \Delta \delta + K_2 E' \quad (A2-25)$$

P_s is the synchronizing power coefficient in per unit (1.5) and K_2 is the change in electrical power for a small change in the stator emf (0.2).

d. Adaptation between the per units and SI units

The adaptation between the per units and SI units is derived by the equations R12, R13 and R14. The change for the grid frequency is calculated as:

$$R12: \quad \omega_{(\text{rad/s})} = 2\pi f_{\text{ref}} (\text{Hz}) + \Delta \omega_{(\text{rad/s})} \quad (A2-26)$$

$$\Delta \omega_{(\text{rad/s})} = 2\pi f_{\text{ref}} (\text{Hz}) \Delta \omega_{(\text{pu})} \quad (A2-27)$$

where f_{ref} is the grid frequency (50 Hz).

The change from per unit to SI unit (volt) for the voltage is given as:

$$R13: \quad \begin{cases} u_{gd13} (\text{V}) = \sqrt{3} V_{t(\text{pu})} V_{in} (\text{V}) \sin(\omega t - \frac{1}{6}\pi + \theta_0) \\ u_{gd23} (\text{V}) = \sqrt{3} V_{t(\text{pu})} V_{in} (\text{V}) \sin(\omega t - \frac{1}{2}\pi + \theta_0) \end{cases} \quad (A2-28)$$

Where:

$\underline{u}_{gd} = [u_{gd13}, u_{gd23}]^T$ is the vector of phase-to-phase terminal voltages;

V_{in} is the nominal voltage value of the plant;

θ_0 is the initial angle.

The change from SI units (Watt) to per unit of load power fluctuations is expressed as:

$$R14: \quad \Delta P_c = \frac{1}{P_{ngd}} (\underline{u}_{gd}^T \cdot \underline{i}_{bgd} - P_{ngd}) \quad (A2-29)$$

P_{ngd} is the nominal generated real power by the plant (200 kW) and $\underline{i}_{bgd} = [i_{bgd1}, i_{bgd2}]^T$ is the vector of generator currents.

A.2.6. Simplified power model for the design of the operational planning

In order to implement the energy management, a simplified model is used for the power modeling and energy management. The response time of the power output of the whole gas turbine with the control system is set as 30 seconds. So the power model of the gas turbine can be approximated with a first order model:

$$P_{MGT} = \frac{1}{1 + \tau_{MGT} \cdot s} P_{MGT_ref} \quad (A2-30)$$

where P_{MGT} is the power output from the simplified model,

P_{MGT_ref} is the setpoint of the micro gas turbine and

$\tau_{MGT} = 10s$.

References:

[DEL 06] D. Delcour, “Etude d’un réseau hybride multi sources décentralisé mettant en œuvre un système de production photovoltaïque“, mémoire présenté en vue d’obtenir le diplôme d’ingénieur C.N.A.M., le 31 octobre 2006

[LAW 01] B.E. Law, “Simulation of the transient response of synchronous machines”, Honours Thesis for the degree of bachelor, University of Queensland, 2001

[Li 09] Li, P., Formalisme pour la supervision des systèmes hybrides multi-sources de generateurs d’énergie repartie : application à la gestion d’un micro réseau, Ph.D., Ecole Centrale de Lille, France, 2009

[Lu 10] Lu, D., Conception et contrôle d’un générateur PV actif à stockage intégré. Application à l’agrégation de producteurs-consommateurs dans le cadre d’un micro réseau intelligent urbain, Rapport de thèse, Ecole Centrale de Lille, France, 2010

[SAA 99] H. Saadat, “Power system analysis”, McGraw-Hill International Editions, pp 527-569, 1999.

Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable: Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain

Résumé

L'objectif est de développer un algorithme de gestion énergétique d'un parc de production comprenant de la production distribuée sous forme de micro turbines à gaz et de générateurs PV pilotables dits «actifs» en vue de minimiser le coût économique et environnemental. Les principes généraux de la production d'électricité à base d'énergie renouvelable et non renouvelable sont d'abord présentés et le fonctionnement actuel des réseaux électriques est rappelé pour situer les innovations attendues dans les futurs réseaux dits intelligents. Ensuite, un algorithme de suivi du point de puissance maximale et de puissance limitée dans un générateur actif PV est présenté. La modélisation des micro-turbines à gaz est aussi présentée. La contribution principale concerne la conception d'une planification opérationnelle des moyens de production la veille pour le lendemain à partir de prédictions de la charge et de la production PV en utilisant une programmation dynamique adaptée. La méthode proposée prédétermine le profil de production des générateurs de manière à réaliser une optimisation globale d'une fonction objective pour un réseau électrique urbain. Pour l'exploitation, un algorithme d'ajustement est proposé et intervient toutes les ½ heures de manière à prendre en compte les déviations par rapport aux prédictions en utilisant un réseau de communication. Un micro réseau urbain est utilisé pour tester les algorithmes de gestion implantés dans un superviseur interfacé à un simulateur temps réel. Des comparaisons dans des situations identiques avec différentes fonctions objectives sont réalisées ainsi que des évaluations économiques et environnementales à l'aide d'indicateurs.

Mots-clefs

Réseau électrique, Planification opérationnelle, Optimisation, Energie renouvelable, Emission de dioxyde de carbone, Micro réseau, Photovoltaïque, Micro-turbine à gaz

Energy management of a hybrid power system including renewable energy based generators: Optimization of the operational planning and the daily adjustment for an urban micro grid

Abstract

The presented research works aim to develop an energy management system for a cluster of distributed micro gas turbines and controllable PV generators called «active generators». The general principles of electricity generation from renewable and non-renewable energy sources are first presented. The operation of actual electric grids is also recalled in order to highlight the challenges and expected innovations in future Smart Grids. Then, the integration of a novel method for maximum and limited power point tracking in a PV-based active generator is presented. The modeling of micro-gas turbines in a microgrid energy management system is also presented. The main contribution of this thesis concerns the design of an operational planning of generators one day ahead by the means of a dynamic programming-based algorithm, taking into account the PV power production and the consumption forecasts. The proposed method calculates the production planning of generators by performing a global optimization of an objective function. An adjustment algorithm is proposed and executed every ½ hours through a communication network in order to take into account the uncertainty in forecasted values. An urban microgrid is used for testing the developed algorithms through Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) with hardware-in-the-loop and real-time simulations. Comparisons of the microgrid operation in identical situations with different objective functions are performed, as well as evaluations of economic and environmental indicators.

Keywords

Power system, Operational planning, Optimization, Renewable energy, Carbon dioxide emission, CO₂, microgrid, Photovoltaic, Gas microturbine